



Université du Québec
à Chicoutimi

THÈSE PRÉSENTÉE À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À CHICOUTIMI
COMME EXIGENCE PARTIELLE
DU DOCTORAT EN INGÉNIERIE

Par

Koutoua Simon KASSI

Étude de l'impact du vieillissement des huiles
minérales et alternatives sur le refroidissement des
transformateurs de puissance : Approches numériques et
expérimentales

Mai 2019

DÉDICACE

Cette thèse est dédiée aux personnes suivantes :

Mon épouse *Blanche Neige KASSI*

Ma fille *Adoration KASSI*

Mon fils *Yohann KASSI*

& Ma fille *Sainteté KASSI* la dernière.

Ils ont supporté mon absence prolongée...

*Ils ont été patients envers moi durant toutes ces années de durs
labeurs...*

REMERCIEMENTS

Ce travail de recherche a été réalisé au sein de la Chaire Institutionnelle sur le Vieillessement de l'Appareillage de Haute Tension (ViAHT) de l'UQAC (Université du Québec à Chicoutimi). Ce projet s'amarre avec les principaux axes de recherche de la chaire ViAHT relatifs au développement d'outils de diagnostic modernes pour la surveillance des appareils des réseaux d'énergie électrique et à l'étude de la détérioration et du vieillissement des isolations des matériels électriques.

Mes remerciements s'adressent en premier lieu à mon directeur de recherche, le Professeur Issouf FOFANA, directeur du CENGIVRE (Centre international de recherche sur le givrage atmosphérique et l'ingénierie des réseaux électriques) et titulaire de la chaire ViAHT pour avoir encadré mes travaux. Son investissement et sa grande disponibilité m'ont permis de surmonter toutes les difficultés et obstacles rencontrés au cours de ce travail de recherche. Je lui suis très reconnaissant pour son soutien et ainsi que la confiance manifestée à mon égard.

Mes remerciements vont également à l'endroit de mes codirecteurs à savoir :

- La Professeure Marie Isabelle FARINAS, Membre régulier du Groupe de Recherche en Ingénierie des Procédés et Systèmes (GRIPS) de l'UQAC, qui n'a ménagé aucun effort pour m'encadrer en ce qui concerne la modélisation et la simulation multiphysiques en dynamique des fluides et en transfert de chaleur et
- Le Professeur Christophe Volat, Directeur du LIMA (Laboratoire international des matériaux antigivres) pour sa disponibilité et sa contribution à l'avancement de ce travail de recherche.

J'adresse aussi mes remerciements à la compagnie M&I Materials Ltd, pour nous avoir fourni les huiles ester synthétiques (Midel 7131) et ester naturel (Midel eN) pour la réalisation de nos expériences en laboratoire.

Un grand remerciement à tous mes collègues chercheurs de la chaire ViAHT pour leur disponibilité. Je cite entre autres: Yapi Marie Lucia, Koné Gbah, Luc Loiselle.

Les membres du comité d'évaluation me font l'honneur d'accepter de sanctionner mes travaux, qu'ils en soient ici remerciés.

Je remercie le Docteur Yazid Hadjadj, qui a accepté d'assurer la fonction d'évaluateur externe pour ce travail de recherche.

Je voudrais adresser mes remerciements à toute ma famille pour le soutien moral et spirituel, ainsi que les encouragements tout au long de mes études et particulièrement pour le Doctorat en Ingénierie Électrique.

Je tiens enfin à exprimer mes sincères remerciements à mon épouse, Blanche Neige KASSI, pour son inconditionnel soutien et ses encouragements et à mes trois enfants : Adoration, Yohann et Sainteté KASSI qui ont subi l'absence prolongée de leur père.

RÉSUMÉ

Depuis près d'un siècle, les huiles minérales sont les huiles les plus utilisées pour le refroidissement des transformateurs. Le haut niveau d'inflammabilité et l'impact environnemental de ces huiles constituent leurs principaux talons d'Achille. Ainsi, de nombreuses études sur des huiles alternatives (huiles esters naturels et esters synthétiques) ou de remplacement sont en cours de développement à travers le monde entier. Le présent projet de recherche s'inscrit dans ce cadre. Ces huiles alternatives, en plus d'être biodégradables, ont des points de feu et d'éclair très élevés comparés à ceux de l'huile minérale. De plus, plusieurs études scientifiques ont démontré que du fait de leur forte capacité d'absorption en eau, les huiles alternatives améliorent la durée de vie de l'isolation solide (papier cellulose) donc celle du transformateur.

L'objectif global de ce présent travail de recherche a été d'apporter une contribution notable à l'étude des huiles à point de feu élevé comme alternatives à l'huile minérale pour utilisation dans les transformateurs de puissance. Les objectifs spécifiques peuvent être résumés comme suit: étudier l'impact du vieillissement thermique des huiles sur leurs propriétés physicochimiques et thermofluidiques; établir des relations entre les propriétés physicochimiques et thermofluidiques des huiles; développer des équations empiriques pour les propriétés thermofluidiques des huiles en fonction de la température afin d'effectuer l'étude numérique; développer un modèle numérique thermofluidique à l'aide du logiciel COMSOL Multiphysics 4.3a pour l'étude de l'impact du vieillissement sur la capacité de refroidissement des huiles minérales et des huiles à PFE (point de feu élevé).

Pour atteindre ces objectifs, une étude expérimentale et une étude numérique ont été conduites. La première a consisté à faire des vieillissements thermiques en laboratoire et à procéder aux mesures des propriétés physicochimiques et thermofluidiques des huiles. La deuxième, quant à elle, a consisté à se servir des résultats expérimentaux pour développer un modèle numérique. Les résultats obtenus peuvent être résumés comme suit :

✓ Résultats expérimentaux

Pour l'étude de l'impact du vieillissement thermique des huiles sur leurs propriétés physicochimiques et thermofluidiques : l'huile ester synthétique (SE) s'avère être la plus stable à l'oxydation, vient ensuite l'ester naturel (NE) et enfin l'huile minérale (MO). En d'autres termes, le vieillissement a un impact plus important sur l'huile MO comparativement aux huiles alternatives. En ce qui concerne les propriétés thermofluidiques, le vieillissement thermique a un impact sur la viscosité cinématique et sur la masse volumique des huiles. Mais du point de vue du diagnostic des huiles des transformateurs, cet impact est seulement considérable pour la viscosité cinématique de l'huile NE.

Pour l'étude des relations entre les différents paramètres des huiles : une relation directe entre le DDP (produits de dégradation dissous) et l'augmentation de la viscosité cinématique de l'huile NE au cours du vieillissement a été trouvée.

Pour le développement des équations empiriques en fonction de la température pour les propriétés thermofluidiques des huiles : à partir des mesures, des équations empiriques de la viscosité dynamique, de la masse volumique, de la conductivité

thermique et de la chaleur spécifique pour chaque Dva (durée de vieillissement accéléré) ont été développées en fonction de la température; l'acceptabilité de ces équations empiriques a été démontrée en comparant les valeurs mesurées à celles estimées à partir de ces équations.

✓ Résultats des simulations numériques

Les résultats obtenus indiquent qu'en convection naturelle comme en convection forcée, le vieillissement a un faible impact sur la valeur de la température du point chaud (T_{\max}). Le point chaud se situe toujours dans la partie supérieure des enroulements et se déplace du haut vers le bas au cours du vieillissement, ce qui permet de suggérer que pour la mesure expérimentale et la surveillance de T_{\max} dans les enroulements des transformateurs en service, les capteurs de température à fibre optique couramment utilisés devraient être installés sur un intervalle de disques plutôt que sur un seul disque afin d'augmenter la probabilité de mesurer de façon effective T_{\max} . De façon spécifique en convection forcée, il a été observé d'une part que les valeurs de T_{\max} pour l'huiles MO sont similaires à celles des huiles esters NE et SE sur l'ensemble des Dva et d'autre part que sur les profils de température suivant l'axe z, les températures pour l'huile MO sont supérieures à celles des huiles NE et SE sur certains disques d'enroulement. Cette observation constitue un résultat positif à mettre à l'actif des huiles esters NE et SE comme huiles alternatives à l'huile minérale. Pour le cas particulier de l'huile MO avec boue, en convection naturelle comme en convection forcée, T_{\max} augmente de façon significative, cela pourrait affecter la durée de vie du papier cellulose d'où celle du transformateur en service.

Mots-clés : Transformateur; huile minérale (MO); huile ester naturel (NE); huile ester synthétique (SE); équations empiriques; point chaud; thermofluidique; indicateurs de vieillissement; COMSOL; modèle numérique.

ABSTRACT

For almost a century mineral oils have been the most used oils for cooling power transformers. The high level of flammability and the environmental impact of mineral oils are their main weaknesses. Thus, numerous studies on alternative oils (natural and synthetic esters) or replacement oils are being investigated all over the world. This research project falls within this framework. These alternative oils, in addition to being biodegradable, have very high fire and flash points compared to those of mineral oil. In addition, several scientific studies have shown that because of their high water absorption capacity, alternative oils improve the life of the solid insulation (cellulose paper) and that of the transformer.

The overall objective of this research work has been to make a significant contribution to the study of high fire point oils as alternative oils to mineral oil for use in power transformers. The specific objectives associated with the overall objective can be summarized as follows: study the impact of thermal aging of oils on their physicochemical and thermofluidic properties; establish relationships between physicochemical and thermofluidic properties of oils; develop empirical equations for the thermofluidic properties of oils as a function of temperature in order to conduct the numerical study; develop a thermofluidic numerical model using the COMSOL Multiphysics 4.3a software to study the impact of aging on the cooling capacity of mineral oils and HFP (high fire point) oils from the developed empirical equations.

In order to achieve the objectives, two studies were conducted: an experimental study and a numerical study. The experimental study consisted of making thermal aging in the laboratory and measuring the physicochemical and thermofluidic properties of the oils. The numerical study consisted of using the experimental results to develop a numerical model. The results obtained for this research work are given as follows:

✓ Experimental results

For the study of the impact of thermal aging of oils on their physicochemical and thermo-fluidic properties: the synthetic ester (SE) oil is the most stable to oxidation, then comes the natural ester (NE) oil and finally the mineral oil (MO). In other words, thermal aging has a greater impact on mineral oil compared to alternative oils. With regard to the thermofluidic properties, the thermal aging has an impact on the kinematic viscosity and the density of the oils. But from the point of view of the diagnosis of the oils of the transformers, this impact is only considerable for the kinematic viscosity of the oil NE.

For the study of the relationship between the various oil parameters: a direct relationship between the DDP (dissolved degradation products) and the increase in the kinematic viscosity of the NE oil during aging has been found.

For the development of empirical equations as a function of temperature for the thermofluidic properties of oils: from measurements, empirical equations of dynamic viscosity, density, thermal conductivity and specific heat as a function of temperature for each aging duration have been developed. The reliability of these empirical equations has been demonstrated by comparing the values measured and those

estimated from these equations. These equations can therefore be used to conduct multiphysical numerical studies because they reflect the physical reality.

✓ Results of numerical simulations

The results obtained indicate that in natural convection as in forced convection, aging has a small impact on the value of the temperature of the hot spot (T_{max}). The hot spot is always located in the upper part of the windings and moves from top to bottom during aging, suggesting that for experimental measurement and monitoring of T_{max} in the windings of transformers in service, the Temperature sensors should be installed over a range of disks in order to increase the probability of effectively measuring T_{max} . Specifically in forced convection, it was observed on the one hand that the values of T_{max} for the MO oils are similar to those of the esters oils NE and SE on all the aging durations and on the other hand that on the temperature profiles along the z axis the temperatures for the mineral oil are higher than those of the oils NE and SE on some winding discs. This observation is a positive result for ester oils as alternative oils to mineral oil. For the particular case of mineral oil with sludge, in natural convection as in forced convection, T_{max} increases significantly, it could affect the life of the cellulose paper therefore that of the transformer in service

The relevant results obtained in this research work contribute to advocate the use of NE and SE oils as alternative oils to mineral oil.

Keywords : power transformer; mineral oils (MO); thermal aging; natural ester oils (NE); synthetic ester oils (SE); empirical equations; hot spot; thermofluidic; aging indicators; COMSOL; numerical model.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE	i
REMERCIEMENTS	ii
RÉSUMÉ	iii
ABSTRACT	v
TABLE DES MATIÈRES	vii
LISTE DES FIGURES	xi
LISTE DES TABLEAUX	xvi
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	xviii
Chapitre 1 : INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
1.1 Contexte général.....	1
1.2 Problématique	3
1.3 Objectifs	4
1.4 Originalité	5
1.5 Méthodologie générale.....	6
1.6 Organisation de la thèse	8
Chapitre 2 : REVUE DE LA LITTÉRATURE	10
2.1 Introduction	10
2.2 Présentation des transformateurs.....	10
2.2.1 Définition et classification des transformateurs de puissance	10
2.2.2 Constitution générale des transformateurs de puissance	12
2.3 Huiles minérales et huiles alternatives	14
2.3.1 Définitions	14
2.3.2 Historique et Applications courantes des huiles	18
2.3.3 Comparaison des propriétés physiques et chimiques entre l'huile minérale et les huiles alternatives	22
2.3.4 Processus de vieillissement des huiles de transformateurs et Indicateurs	31
2.3.5 Tests en service pour les huiles alternatives	35
2.3.6 Vidange des transformateurs et remplissage par des huiles alternatives (re-remplissage)	36

2.3.7	Capacité de refroidissement des huiles alternatives par rapport à l'huile minérale	38
2.4	Sources de chaleur et refroidissement des transformateurs	40
2.4.1	Sources de chaleur	40
2.4.2	Détermination des pertes	41
2.4.3	Effet de la température sur la durée de vie du transformateur	43
2.4.4	Modes de refroidissement et types d'écoulement dans les enroulements des transformateurs	46
2.5	Modélisation et simulation thermofluidiques des transformateurs de puissance	49
2.5.1	Différentes approches	50
2.5.2	Modélisations et simulations thermofluidiques des transformateurs refroidis avec les huiles minérales: État d'avancement des travaux de recherche	52
2.5.3	Modélisations et simulations thermofluidiques des transformateurs refroidis avec les huiles alternatives: État d'avancement des travaux de recherche	55
2.6	Diélectrophorèse	59
2.6.1	Principe	59
2.6.2	Effet de la force diélectrophorétique sur la position de la boue dans les transformateurs	60
2.7	Conclusion.....	61
Chapitre 3 : ÉTUDE EXPÉRIMENTALE.....		62
3.1	Introduction	62
3.2	Procédure expérimentale	62
3.3	Matériels et méthodes	64
3.3.1	Four de vieillissement : DKN900 de Yamato.....	64
3.3.2	Bain thermostatique	64
3.3.3	Balance électronique (DENVER Instrument).....	65
3.3.4	Le turbidimètre pour la mesure de la turbidité (TUR).....	66
3.3.5	Le Spectrophotomètre T60 UV/Visible pour la mesure du DDP	68
3.3.6	Tensiomètre de surface pour la mesure de la tension interfaciale	69

3.3.7	Viscosimètre à chute de bille pour la mesure de la viscosité dynamique.	70
3.3.8	Fiole jaugée à ouverture rodée pour la mesure de la masse volumique	71
3.3.9	Analyseur de propriétés thermiques	72
3.4	Analyse de la précision des mesures expérimentales	74
3.4.1	Analyse de la précision	74
3.4.2	Barres d'erreurs sur les graphes	75
3.5	Étude de l'impact du vieillissement sur les propriétés physicochimiques et thermofluidiques des huiles	75
3.5.1	Impact du vieillissement sur les propriétés physicochimiques des huiles	75
3.5.2	Impact du vieillissement sur les propriétés thermofluidiques des huiles..	79
3.5.3	Relation entre les propriétés physicochimiques et thermofluidiques des huiles	85
3.6	Développement des équations empiriques des propriétés thermofluidiques des huiles et analyse de leur fiabilité	85
3.6.1	Développement des équations empiriques	86
3.6.2	Analyse de la fiabilité des équations empiriques développées	95
3.7	Conclusion	95
Chapitre 4 : ÉTUDE NUMÉRIQUE MULTIPHYSIQUE		97
4.1	Introduction	97
4.2	Développement et validation du modèle numérique	98
4.2.1	Description du modèle numérique	98
4.2.2	Étude de la validation du modèle numérique	102
4.2.3	Conclusion partielle	110
4.3	Études de l'impact du vieillissement sur la capacité de refroidissement des huiles	110
4.3.1	Étude en convection naturelle	112
4.3.2	Étude en convection forcée	121
4.3.3	Étude de l'impact de la présence de la boue : Cas particulier de l'huile MO	132
4.4	Conclusion	146

Chapitre 5 : CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	149
ANNEXES	154
PUBLICATIONS SCIENTIFIQUES.....	158
BIBLIOGRAPHIE.....	159

LISTE DES FIGURES

Figure 1-1 : Schéma synoptique présentant la méthodologie (différentes études à réaliser et leurs interactions).	7
Figure 2-1 : Constitution d'un transformateur de puissance [32].	12
Figure 2-2: Processus de raffinage pour les huiles brutes [34].	15
Figure 2-3 : Principaux constituants chimiques de l'huile minérale issue du pétrole brut [35].	16
Figure 2-4 : Chronologie des événements dans le développement et les applications des huiles esters synthétiques [6].	20
Figure 2-5 : Chronologie des événements dans le développement et les applications des huiles esters naturels [6].	21
Figure 2-6 : Évolution chronologique du nombre de transformateurs de distribution utilisant les huiles esters naturels dans le monde [6].	22
Figure 2-7 : Comparaison des viscosités cinématiques en fonction de la température [48-51].	26
Figure 2-8 : Comparaison du taux de biodégradation des différentes huiles [6].	29
Figure 2-9 : Résultats du test RBOT pour différents types d'huiles [6].	30
Figure 2-10: Les différentes étapes du processus d'oxydation de l'huile NE [29, 58, 59].	33
Figure 2-11 : Les différentes étapes du processus d'oxydation de l'huile SE [29]. ...	34
Figure 2-12 : Classification des pertes dans le transformateur [67].	41
Figure 2-13 : Durée de vie de l'isolation solide (papier cellulose) d'un transformateur en fonction de la température du point chaud [72].	44
Figure 2-14 : Facteur d'accélération de vieillissement en fonction de la température du point chaud [72].	44
Figure 2-15 : Durée de vie de l'isolation solide (papier cellulose) d'un transformateur en fonction de la température du point chaud : comparaison entre l'huile MO [72] et l'huile NE [11].	45
Figure 2-16 : Mode de refroidissement ONAN (Huile non forcée et Air non forcé) [75].	46
Figure 2-17 : Mode de refroidissement ONAF (Huile non forcée et Air forcé) [75].	47
Figure 2-18 : Mode de refroidissement OFAF (Huile forcée et Air forcé) [75].	47
Figure 2-19 : Mode de refroidissement ODAF (Huile dirigée et Air forcé) [75].	48
Figure 2-20 : Mode de refroidissement OFWF (Huile forcée et Eau forcé)[75].	48
Figure 2-21: Types d'écoulement dans les enroulements-(a) écoulement non dirigé (b) l'écoulement dirigé ou en zigzag [67].	49
Figure 2-22: Image des enroulements basse tension du transformateur réel de Torriano et al [85].	52

Figure 2-23: Distribution de la température dans le cas II (ON): (a) sans la force volumique, (b) avec la force volumique [84].	54
Figure 2-24: Distribution de la température dans les enroulements pour différentes huiles de G. J. Pukel et al [2].	55
Figure 2-25: Vitesses dans les canaux horizontaux (a) et températures dans les enroulements (b) de J. Hajek et al [87].	57
Figure 3-1 : Procédure expérimentale: (a)-cuivre (b)-huiles MO, NE, SE (c)-bêchers (d)-Four à convection.	63
Figure 3-2 : Four DKN900 de Yamato pour les vieillissements thermiques accélérés.	64
Figure 3-3 : Bain thermostatique Isotemp 3016D de la marque Fisher Scientific.	65
Figure 3-4 : Balance de marque DENVER Instrument.	65
Figure 3-5 : Turbidimètre modèle 2100AN avec le flacon de mesure et la boîte de calibration.	67
Figure 3-6 : Système optique de base du turbidimètre 2100AN [32].	67
Figure 3-7 : Procédure de mesure de la turbidité [32].	67
Figure 3-8 :(a)-Spectrophotomètre T60 UV/Visible permettant la mesure des produits de décomposition dissous (DDP) (b)-Cuve de mesure à usage unique de 2,5 ml.	68
Figure 3-9 : Tensiomètre de surface « Fischer Scientific » pour la mesure de la tension interfaciale (IFT) d'un liquide.	69
Figure 3-10 : Viscosimètre à chute de bille de type C de marque Thermo Electron Corporation.	70
Figure 3-11 : Fiole jaugée à ouverture rodée de marque PYREX.	71
Figure 3-12 : Analyseur de propriétés thermiques (a)-Module électronique et logiciel (b)-Chambre thermique (c)-Capteur positionné dans la chambre thermique (le support en silicone sert à isoler électriquement le capteur de la carcasse de la chambre) (d)-Le capteur contenant l'échantillon d'huile sous test.	73
Figure 3-13: Le DDP des huiles MO, NE et SE en fonction de la durée de vieillissement.	76
Figure 3-14: La Turbidité des huiles MO, NE et SE en fonction de la durée de vieillissement.	76
Figure 3-15: L'IFT des huiles MO, NE et SE en fonction de la durée de vieillissement.	77
Figure 3-16: Viscosité cinématique des huiles en fonction de la durée de vieillissement.	79
Figure 3-17: Masse volumique des huiles en fonction de la durée de vieillissement.	82
Figure 3-18: Conductivité thermique des huiles en fonction de la durée de vieillissement.	83
Figure 3-19: Chaleur spécifique des huiles en fonction de la durée de vieillissement.	84

Figure 3-20: Viscosité dynamique de l'huile MO en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.	87
Figure 3-21: Viscosité dynamique de l'huile NE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.	87
Figure 3-22: Viscosité dynamique de l'huile SE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.	88
Figure 3-23: Masse volumique de l'huile MO en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.	88
Figure 3-24: Masse volumique de l'huile NE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.	89
Figure 3-25: Masse volumique de l'huile SE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.	89
Figure 3-26: Conductivité thermique de l'huile MO en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.	90
Figure 3-27: Conductivité thermique de l'huile NE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.	90
Figure 3-28: Conductivité thermique de l'huile SE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.	91
Figure 3-29: Chaleur spécifique de l'huile MO en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.	91
Figure 3-30: Chaleur spécifique de l'huile NE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.	92
Figure 3-31: Chaleur spécifique de l'huile SE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.	92
Figure 4-1: Image d'une colonne d'enroulements basse tension du transformateur [79].	99
Figure 4-2: Géométrie du modèle numérique en 2D axisymétrique [85].	101
Figure 4-3: Vue en coupe d'un disque d'enroulements [85].	102
Figure 4-4: Détails des différents maillages: a) Maillage 1, b) Maillage 2, c) Maillage 3.	105
Figure 4-5: Profils de la température sur la ligne verticale centrale à $r = 351,2$ mm.	106
Figure 4-6: Profils de la vitesse dans le canal vertical intérieur à $r = 320,65$ mm.	106
Figure 4-7: Comparaison des températures moyennes par disque.	109
Figure 4-8: Distributions de la température en 2D axisymétrique des huiles MO, NE et SE en convection naturelle.	114
Figure 4-9: Distributions de la vitesse en 2D axisymétrique des huiles MO, NE et SE en convection naturelle.	115
Figure 4-10: Distributions de la température et de la vitesse en fonction du Dva sur la ligne axiale du modèle numérique à $r = 338,15$ mm pour chaque type d'huile en convection naturelle: (a) et (b)-huile MO, (c) et (d)-huile NE, (e) et (f)-huile SE. ...	118

Figure 4-11: Évolution de la température du point chaud en fonction du vieillissement pour les huiles MO, NE et SE en convection naturelle.	119
Figure 4-12: Évolution de la température moyenne des enroulements en fonction du vieillissement pour les huiles MO, NE et SE en convection naturelle.	120
Figure 4-13: Évolution de la température du point chaud en fonction du vieillissement pour les huiles MO, NE et SE en convection forcée.	122
Figure 4-14: Évolution de la température moyenne des enroulements en fonction du vieillissement pour les huiles MO, NE et SE en convection forcée.	122
Figure 4-15: Distributions de la température en 2D axisymétrique des huiles MO, NE et SE en convection forcée.....	125
Figure 4-16: Distributions de la vitesse en 2D axisymétrique des huiles MO, NE et SE en convection forcée.	126
Figure 4-17: Distributions de la température et de la vitesse en fonction du Dva sur la ligne axiale du modèle numérique à $r= 338,15$ mm pour chaque type d'huile en convection forcée: (a) et (b)-huile MO, (c) et (d)-huile NE, (e) et (f)-huile SE.	129
Figure 4-18: Comparaison des profils de la température sur la ligne axiale du modèle numérique à $r= 338,15$ mm pour les huiles MO, NE et SE en convection forcée: (a) huiles neuves, (b) huiles vieilles à 500 heures, (c) huiles vieilles à 1500 heures, (d) huiles vieilles à 2500 heures.	131
Figure 4-19 : Démarche expérimentale typique développée pour la mesure de la masse volumique de la boue de l'huile MO.	133
Figure 4-20 : Masses volumiques de la boue et de l'huile MO pour les durées de vieillissement de 1500 heures et de 2500 heures.	133
Figure 4-21 : Distributions de la vitesse de l'huile MO selon les lignes de courant pour 1500 heures (a) et pour 2500 heures (b).	135
Figure 4-22 : Un extrait de la disposition physique de la boue (en bleu) dans les canaux 16 et 17 pour 1500 heures.	136
Figure 4-23: Évolution de la température du point chaud pour l'huile MO avec boue et sans boue en convection naturelle.....	137
Figure 4-24: Évolution de la température du point chaud pour l'huile MO avec boue et sans boue en convection forcée.....	138
Figure 4-25: Distributions en 2D axisymétrique de la température pour l'huile MO avec boue et sans boue en convection naturelle.	139
Figure 4-26: Distributions en 2D axisymétrique de la température pour l'huile MO avec boue et sans boue en convection forcée.	140
Figure 4-27: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r= 338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 1500 heures sans boue en convection naturelle.	141

Figure 4-28: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 1500 heures avec boue en convection naturelle.	142
Figure 4-29: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 1500 heures sans boue en convection forcée.	142
Figure 4-30: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 1500 heures avec boue en convection forcée.	143
Figure 4-31: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 2500 heures sans boue en convection naturelle.	143
Figure 4-32: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 2500 heures avec boue en convection naturelle.	144
Figure 4-33: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 2500 heures sans boue en convection forcée.	144
Figure 4-34: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 2500 heures avec boue en convection forcée.	145

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1 : Organes d'un transformateur de puissance [32].....	12
Tableau 2-2 : Composition typique des bruts pétroliers (en %) [36].....	16
Tableau 2-3 : Choix de l'huile isolante pour différents types de transformateurs [6].	19
Tableau 2-4 : Propriétés des huiles minérales et des huiles à PFE [6].	23
Tableau 2-5 : Quelques propriétés physiques, chimiques et électriques des huiles minérales et des huiles à PFE de certains constructeurs [6].	24
Tableau 2-6 : Solubilité de l'eau dans les huiles [42].....	27
Tableau 2-7 : Propriétés à la résistance au feu des huiles [6].	27
Tableau 2-8 : Mécanismes de réactions en chaîne initiés par les radicaux libres dans l'huile minérale [57].	32
Tableau 2-9 : Liste de quelques normes pour les différentes huiles [40, 44, 61].	35
Tableau 2-10 : Valeurs des vitesses d'entrée et des termes source de E. J. Kranenborg et al [84].	53
Tableau 2-11 : Valeurs de la vitesse d'entrée des huiles en écoulement naturel de Tae-Won Park et Seong Ho Han [88].	58
Tableau 3-1 : Équations mathématiques de la viscosité dynamique de l'huile MO en fonction de la température $T(^{\circ}\text{C})$ pour chaque Dva.....	93
Tableau 3-2 : Équations mathématiques de la viscosité dynamique de l'huile NE en fonction de la température $T(^{\circ}\text{C})$ pour chaque Dva.....	93
Tableau 3-3 : Équations mathématiques de la viscosité dynamique de l'huile SE en fonction de la température $T(^{\circ}\text{C})$ pour chaque Dva.....	94
Tableau 3-4 : Équations mathématiques de la masse volumique de l'huile MO en fonction de la température $T(^{\circ}\text{C})$ pour chaque Dva.....	94
Tableau 3-5 : Équations mathématiques de la masse volumique de l'huile NE en fonction de la température $T(^{\circ}\text{C})$ pour chaque Dva.....	94
Tableau 3-6 : Équations mathématiques de la masse volumique de l'huile SE en fonction de la température $T(^{\circ}\text{C})$ pour chaque Dva.....	94
Tableau 3-7 : Équations mathématiques de la conductivité thermique de l'huile MO en fonction de la température $T(^{\circ}\text{C})$	94
Tableau 3-8 : Équations mathématiques de la conductivité thermique de l'huile NE en fonction de la température $T(^{\circ}\text{C})$	94
Tableau 3-9 : Équations mathématiques de la conductivité thermique de l'huile SE en fonction de la température $T(^{\circ}\text{C})$	95
Tableau 3-10 : Équations empiriques de la chaleur spécifique de l'huile MO en fonction de la température $T(^{\circ}\text{C})$	95
Tableau 3-11 : Équations mathématiques de la chaleur spécifique de l'huile NE en fonction de la température $T(^{\circ}\text{C})$	95

Tableau 3-12 : Équations mathématiques de la chaleur spécifique de l'huile SE en fonction de la température $T(^{\circ}\text{C})$ pour chaque Dva.....	95
Tableau 4-1 : Propriétés thermofluidiques de l'huile minérale [119, 123] avec T en Kelvin.....	103
Tableau 4-2 : Propriétés thermiques du papier et du cuivre [119, 123].....	104
Tableau 4-3 : Conditions aux limites [119, 123].	104
Tableau 4-4: Températures maximales et moyennes pour l'étude sur le raffinement de maillage.....	107
Tableau 4-5: Bilan d'énergie pour l'étude sur le raffinement de maillage selon l'équation 4.8.	108
Tableau 4-6 : Différentes températures et position du point chaud.	109
Tableau 4-7 : Positions (n° de disque) des points chauds des huiles MO, NE et SE par durée de vieillissement en convection naturelle.	116
Tableau 4-8 : Positions (n° de disque) des points chauds des huiles MO, NE et SE par durée de vieillissement en convection forcée.	127
Tableau 4-9: Résultats de l'étude du raffinement de maillage pour 1500 heures.....	136
Tableau 4-10: Résultats de l'étude du raffinement de maillage pour 2500 heures...	137
Tableau 4-11 : Positions (n° de disque) des points chauds de l'huile MO sans boue et avec boue par durée de vieillissement en convection naturelle.	145
Tableau 4-12 : Positions (n° de disque) des points chauds de l'huile MO sans boue et avec boue par durée de vieillissement en convection forcée.	146

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

\bar{x} : Moyenne
 $\mu_f[\text{Pa.s}]$: Viscosité dynamique de l'huile
 σ_{om} : Écart-type de la moyenne ou incertitude
 $\epsilon_m[\text{F/m}]$: Permittivité du milieu
 $\Delta T[^\circ\text{C}]$: Différence de température
ASTM: American Society for Testing and Materials
CIGRE : Conseil international des grands réseaux électriques
 $C_{pc}[\text{J}/(\text{kg.K})]$: Chaleur spécifique du cuivre
 $C_{pf}[\text{J}/(\text{kg.}^\circ\text{C})]$: Chaleur spécifique de l'huile
 $C_{pp}[\text{J}/(\text{kg.K})]$: Chaleur spécifique du papier
 C_v : Coefficient de variation
ddls: Degrés de liberté
DDP: Produits de dégradation dissous
 $D_{va}[\text{heures}]$: Durée de vieillissement accéléré
 $E[\text{V/m}]$: Champ électrique
 $e[\text{W.s}^{1/2}.\text{m}^{-2}.\text{K}^{-1}]$: Effusivité thermique
 $F[\text{N/m}^3]$: Force volumique (ou de flottabilité)
HFP: High Fire Point
 $I_{BT}[\text{A}]$; $I_{HT}[\text{A}]$: Courant côté basse tension; Courant côté haute tension.
IEC: International Electrotechnical Commission
IFT [dynes/cm]: Tension interfaciale.
IREQ : Institut de Recherche d'Hydro-Québec, Canada.
 K_b : facteur de construction.
 $k_c[\text{W}/(\text{m.K})]$: Conductivité thermique du cuivre.
 $k_f[\text{W}/(\text{m.}^\circ\text{C})]$: Conductivité thermique de l'huile.
 $k_p[\text{W}/(\text{m.K})]$: Conductivité thermique du papier.
 $m_{i,in}[\text{kg/s}]$: Débit massique de l'huile à l'entrée d'un nœud
 $m_{i,out}[\text{kg/s}]$: Débit massique de l'huile à la sortie d'un nœud
MO : Huile minérale.
n: nombre d'échantillons d'huile.
 N_{disc} : nombre de disques d'un enroulement.
NE : Huile ester naturel.
 $N_R[-]$: Nombre de conducteurs dans chaque disque d'enroulement.
OF: Convection forcée
ON: Convection naturelle
 P_1 : Fonction de discrétisation ou d'interpolation linéaire
 P_2 : Fonction de discrétisation ou d'interpolation quadratique
 $P_{dc}[\text{W}]$: Pertes cuivre
PFE : Point de feu élevé.
 $P_{NLL}[\text{W}]$: Pertes fer
 $Q[\text{W/m}^3]$: Quantité de chaleur totale dans les enroulements
 $Q_{disc}[\text{W/m}^3]$: Quantité de chaleur dans un disque d'enroulement
 $Q_r[\text{W}]$: source de chaleur totale reçue par le système

$r[m]$: rayon de la particule
 $R_{0BT}[\Omega]$; $R_{0HT}[\Omega]$: Résistance du cuivre côté basse tension et côté haute tension à T_0 .
 R^2 : Coefficient de détermination
 $R_i [mm]$: Rayon intérieur d'un disque d'enroulements
SE : Huile ester synthétique.
 $T_0[^\circ C]$: Température de référence.
 $ta[\%]$: Taux d'augmentation.
 $T_{in}[^\circ C]$: Température d'entrée de l'huile.
 $T_{max}[^\circ C]$: Température maximale (point chaud) dans les enroulements.
 $T_{moy}[^\circ C]$: Température moyenne des enroulements.
 $T_{moy} [^\circ C]$: Température moyenne à la sortie du modèle numérique.
TUR : Turbidité.
 $u[m/s]$: Vitesse d'écoulement de l'huile
 $U[m/s]$: Vitesse moyenne de l'huile dans un canal
UV-Vis: Ultraviolet Visible.
 $V_{disc}[m^3]$: Volume d'un disque d'enroulements.
 $V_{in}[m/s]$: Vitesse d'entrée de l'huile
 $w[W/kg]$: Masse volumique de pertes magnétiques.
 $W_{ns}[W]$: Travail des forces de pression (pertes associées aux forces de pression dans le fluide)
 $W_t[kg]$: Masse totale du circuit magnétique
 $\alpha[^\circ C^{-1}]$: Coefficient de température.
 $\Delta E[W]$: Variation de l'énergie interne du système dans le temps
 ζ : Coefficient qui dépend des propriétés géométriques des conducteurs des enroulements.
 $\rho_c[kg/m^3]$: Masse volumique du cuivre.
 $\rho_f[kg/m^3]$: Masse volumique de l'huile.
 $\rho_p[kg/m^3]$: Masse volumique du papier.
 σ : écart-type.
 $\omega[rad/s]$: Vitesse angulaire

Chapitre 1 : INTRODUCTION GÉNÉRALE

1.1 Contexte général

Le transformateur de puissance représente une partie très importante de l'investissement dans les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique à travers le monde. Il est également bien connu que les pannes de transformateurs de puissance ont un impact économique considérable sur le fonctionnement d'un réseau électrique [1]. Par conséquent, il est nécessaire qu'ils fonctionnent dans de bonnes conditions afin d'atteindre les objectifs de maximisation du retour sur investissement et de réduction des coûts totaux liés à l'exploitation du réseau électrique. Pour les puissances élevées, les transformateurs à huile sont préférables à ceux de type sec, car l'huile assure non seulement la fonction d'isolation, mais aussi la fonction de refroidissement. Les huiles minérales sont les huiles les plus utilisées (90 à 95% de la consommation mondiale) dans les équipements électriques de puissance et plus particulièrement dans les transformateurs [2]. Même si leurs caractéristiques techniques ont été optimisées au cours du siècle dernier pour répondre à l'évolution des besoins, leur disponibilité dans l'avenir dépendra des ressources pétrolières qui sont des sources non renouvelables. De plus, leurs points de feu et d'éclair demeurent toujours relativement faibles [2].

La durée de vie du transformateur est liée directement à celle de son système d'isolation. L'un des facteurs dominants dans la dégradation de ce système d'isolation est la température et plus spécifiquement la température du point chaud [3]. En effet, une température du point chaud de 110°C (avec une température ambiante maximale de 30°C) est considérée comme la valeur normale de fonctionnement au-dessus de

laquelle toute augmentation persistante de 7°C réduit de moitié la durée de vie de l'isolation cellulosique [4, 5]. La demande mondiale en énergie électrique étant sans cesse en croissance, cela implique un risque de surcharges des transformateurs et par conséquent une surchauffe de ceux-ci. La plupart des transformateurs à travers le monde approchent leur fin de vie utile. Il est devenu primordial de trouver de nouvelles solutions pour améliorer la conception des transformateurs de puissance, mais surtout d'augmenter leur durée de vie utile.

Les huiles alternatives (esters synthétiques, huiles végétales) sont largement utilisées dans les transformateurs de distribution [6]. Ces huiles, en plus d'être biodégradables, ont des points de feu et d'éclair plus élevés comparés à ceux de l'huile minérale. Ces huiles alternatives sont donc très utiles là où la sécurité anti-incendie et la protection de l'environnement constituent des critères importants. En effet avec l'évolution du monde actuel, de plus en plus, la protection de l'environnement et la sécurité incendie sont des exigences à satisfaire dans de nombreux secteurs d'activité.

Depuis quelques années, il y a une tendance à l'utilisation de ces huiles à des niveaux de tension et de puissance élevés. La compagnie ABB indique clairement qu'il y a une forte demande de transformateurs dont l'utilisation offre une protection environnementale et une protection contre les incendies [7]. L'entreprise Siemens a construit en 2013, le premier transformateur de grande puissance utilisant l'huile végétale avec un niveau de tension de 420 kV [8]. Plusieurs projets d'installation de transformateurs de puissance remplis d'huile végétale sont en cours à travers le monde entier. Un projet d'installation de quatorze transformateurs de puissance de 125 MVA (10 unités de 345 kV et 4 unités de 230 kV) remplis d'huile végétale est en cours en

Arizona aux États-Unis [9]. Ce projet est piloté par la compagnie Siemens. De plus, le prix des huiles alternatives est seulement 15 à 30% supérieur à celui de l'huile minérale [10].

L'utilisation à grande échelle des huiles alternatives à des niveaux de tension et de puissance élevés nécessite des travaux de recherche afin d'étudier leur effet sur la conception et la durée de vie des transformateurs. À ce titre, plusieurs travaux de recherches ont démontré que la durée de vie du papier cellulose est prolongée lorsqu'il est combiné aux huiles alternatives comparativement à l'huile MO [11, 12].

Ce présent travail de recherche intitulé : « *Étude de l'impact du vieillissement des huiles minérales et des huiles alternatives sur le refroidissement des transformateurs de puissance : approches numériques et expérimentales* », qui fait l'objet de cette thèse de doctorat, s'inscrit dans la droite ligne des travaux de recherche sur les huiles à PFE comme huiles alternatives ou de remplacement de l'huile MO. Ce sujet fait partie des axes de recherche de la chaire institutionnelle de recherche du Canada sur le Vieillissement de l'Appareillage de Haute Tension (ViAHT) dont le but est de développer et d'étudier de nouvelles techniques permettant de diagnostiquer l'état de l'isolation des transformateurs de puissance.

1.2 Problématique

Le haut niveau d'inflammabilité et l'impact environnemental élevés des huiles minérales des transformateurs de puissance sont deux facteurs qui ont une influence négative sur les objectifs de maximisation du retour sur investissement et de réduction des coûts totaux liés à l'exploitation du réseau électrique. De plus, plusieurs études ont montré que 50% de la population mondiale des transformateurs est classée vieillissante

(presqu'en fin de vie utile) alors que la demande en énergie électrique est sans cesse croissante [13]. Ceux-ci seront de plus en plus surchargés et donc chaufferont davantage. Ainsi, de nombreuses études sur des huiles alternatives ou de remplacement sont en cours de développement dans le monde entier [6, 14-27]. Le principal but de ces études est de répondre à une question fondamentale à savoir: « les huiles végétales et synthétiques peuvent-elles remplacer les huiles minérales dans les transformateurs de puissance? ».

À côté de leurs points de feu et d'éclair élevés, de leur biodégradabilité, les huiles alternatives ont des viscosités élevées. Cela pourrait à priori affecter leur capacité à s'écouler et par conséquent affecter leur capacité de refroidissement des enroulements des transformateurs. Ce projet de recherche traite de cette problématique à savoir l'impact du vieillissement de ces huiles sur leurs paramètres thermofluidiques et leur capacité de refroidissement des enroulements des transformateurs en termes de réduction du nombre de points chauds et de réduction de la valeur de la température maximale en dessous des limites prescrites par les normes [5] comparativement à l'huile minérale.

1.3 Objectifs

Plusieurs études sur les huiles alternatives ou de remplacement sont en cours de développement dans le monde entier [6, 12, 14-30]. Ces études portent principalement sur: la stabilité au vieillissement et l'interaction avec la cellulose, la solubilité avec l'eau, les propriétés diélectriques, les nouvelles limites pour l'AGD (Analyse des gaz dissous).

En ce qui concerne l'impact du vieillissement sur la capacité de refroidissement des huiles minérales et alternatives, au meilleur de nos connaissances, il n'existe aucune étude.

L'objectif global de ce présent travail de recherche est d'apporter une contribution notable à l'étude des huiles à point de feu élevé comme huiles alternatives à l'huile minérale pour utilisation dans les transformateurs de puissance. Les objectifs spécifiques reliés à l'objectif global peuvent être résumés comme suit:

- Étudier l'impact du vieillissement thermique des huiles sur leurs propriétés physicochimiques et thermofluidiques;
- Rechercher des relations entre les paramètres thermofluidiques et les propriétés physicochimiques des huiles;
- Développer des équations empiriques pour les propriétés thermofluidiques des huiles en fonction de la température afin de mener l'étude numérique;
- Développer un modèle numérique multiphysique (thermofluidique) à l'aide du logiciel COMSOL Multiphysics 4.3a pour l'étude de l'impact du vieillissement sur la capacité de refroidissement des huiles minérales et des huiles à PFE à partir des équations empiriques développées.

1.4 Originalité

Les problèmes liés aux transformateurs de puissance sont bien connus. En effet, le parc mondial des transformateurs de puissance vieillit dans tous les pays industrialisés. Aujourd'hui, de nombreux transformateurs sont en service depuis 50-60 ans, et même dans certains cas 80 ans, alors qu'ils ont été conçus pour fonctionner pendant 30-40 ans. Devant la demande sans cesse croissante en énergie, la gestion de la surcharge des transformateurs vieillissants est devenue un enjeu très important au sein des compagnies d'électricité. La connaissance de la température du point le plus chaud dans chacune des différentes parties des transformateurs de puissance constitue

une information essentielle pour cette gestion. L'originalité de ce présent projet de recherche se justifie par les points suivants :

- La mise en évidence de l'impact du vieillissement sur la valeur de la température du point le plus chaud. La valeur de la température du point le plus chaud est déterminante, son augmentation excessive peut affecter la durée de vie du transformateur. Cette mise en évidence peut permettre d'établir des critères permettant de contrôler la charge du transformateur à mesure qu'il vieillit.
- La caractérisation de l'effet du vieillissement sur la position du point chaud. Cela permettrait lors de la conception des transformateurs, d'améliorer les méthodes d'installation des capteurs à fibre optique utilisés pour la mesure de la valeur de la température du point le plus chaud.
- L'établissement de relations entre les paramètres thermofluidiques et les propriétés physico-chimiques des huiles. Ces relations pourront permettre de mieux comprendre l'impact des produits de dégradation sur les paramètres thermofluidiques.

1.5 Méthodologie générale

L'approche adoptée dans ce projet de recherche est la simulation et la modélisation numérique multiphysique (thermofluidique) ou *CFD* (*Computational Fluid Dynamics*) en anglais à l'aide du logiciel COMSOL Multiphysics basé sur la méthode des éléments finis (MEF). La Figure 1-1 présente les différentes étapes de la méthodologie. Deux études sont conduites à savoir l'étude expérimentale et l'étude numérique. L'étude expérimentale consiste, à partir des échantillons d'huile à faire des vieillissements thermiques accélérés en laboratoire. Par la suite les paramètres thermofluidiques et les

indicateurs de vieillissement des huiles sont mesurés. À partir de ces mesures, des analyses sont faites afin d'étudier l'impact du vieillissement sur les paramètres thermofluidiques et les propriétés physicochimiques des huiles d'une part et d'autre part des équations empiriques des paramètres thermofluidiques sont développées. Cette étude expérimentale se termine par une recherche de relations entre les paramètres thermofluidiques et les indicateurs de vieillissement. L'étude numérique consiste dans un premier temps à développer et à valider un modèle numérique multiphysique. Ensuite les équations empiriques des paramètres thermofluidiques développées lors de l'étude expérimentale sont implantées dans le modèle afin de mener l'étude de l'impact du vieillissement sur la capacité de refroidissement des huiles minérales et des huiles alternatives ou à point de feu élevé.

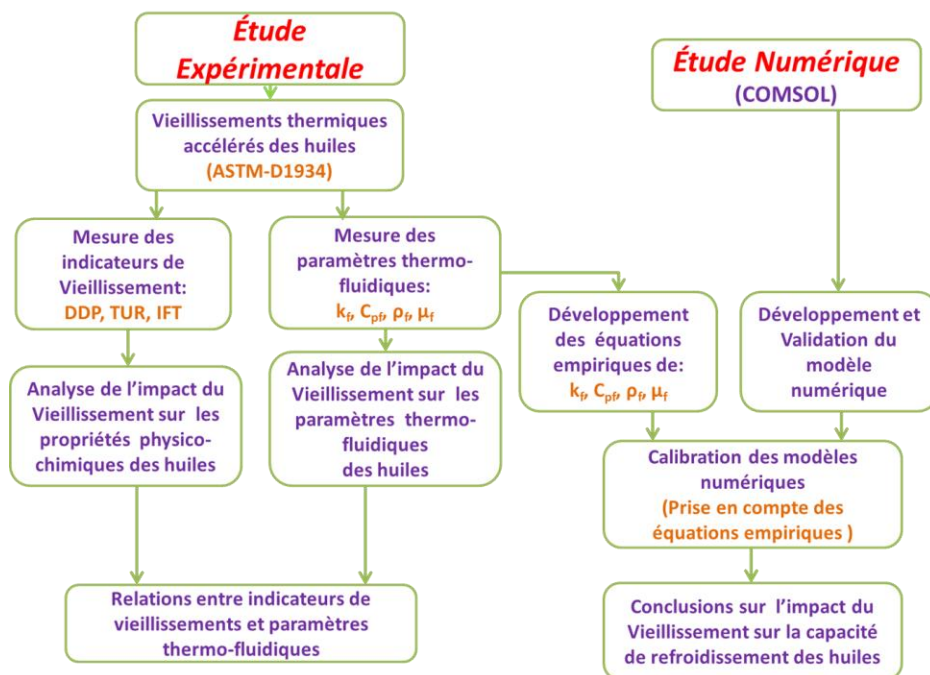


Figure 1-1 : Schéma synoptique présentant la méthodologie (différentes études à réaliser et leurs interactions).

1.6 Organisation de la thèse

Cette thèse regroupe l'ensemble des travaux réalisés au cours de ce travail de recherche, elle est organisée autour de cinq chapitres.

Le premier chapitre est consacré principalement à la présentation de la problématique et des objectifs visés.

Le deuxième chapitre traite de la revue de la littérature. Celle-ci s'articule autour des points suivants : la classification et la constitution des transformateurs, la présentation des huiles minérales et des huiles alternatives, les sources de chaleur et le refroidissement des transformateurs, l'état d'avancement des travaux de recherche liés à la modélisation des transformateurs refroidis à l'huile MO et ceux refroidis par les huiles NE et SE, enfin la notion de diélectrophorèse. Ce chapitre met en évidence l'ensemble des notions utiles à la réalisation de ce travail de recherche.

Le troisième chapitre est consacré à la présentation et à l'interprétation des résultats de l'étude expérimentale. Ce chapitre commence par la présentation de la procédure expérimentale, des matériels et des méthodes de mesure utilisés pour la réalisation des essais expérimentaux. Par la suite, une étude de la précision des mesures est présentée suivie de l'étude de la caractérisation du vieillissement des huiles. Enfin l'étude du développement des équations empiriques des propriétés thermofluidiques des huiles est présentée.

Le quatrième chapitre présente les résultats et leurs interprétations pour l'étude numérique. Cette étude comporte les parties suivantes : le développement et la validation du modèle numérique; l'impact du vieillissement sur la capacité de refroidissement des huiles MO, NE et SE.

Les conclusions générales ainsi que les recommandations pour les travaux futurs seront présentées dans le cinquième chapitre.

Les publications scientifiques associées à cette thèse seront présentées juste avant les annexes.

Chapitre 2 : REVUE DE LA LITTÉRATURE

2.1 Introduction

Cette revue de la littérature met en relief l'ensemble des connaissances et notions utilisées ou exploitées dans tous les chapitres de cette thèse. Les points à traiter sont les suivants : la présentation générale des transformateurs de puissance, les huiles minérales et les huiles alternatives, le vieillissement des huiles de transformateurs, les sources de chaleur et le refroidissement des transformateurs, la modélisation des transformateurs de puissance et la notion d'électrophorèse.

2.2 Présentation des transformateurs

2.2.1 Définition et classification des transformateurs de puissance

Selon la Commission Électrotechnique Internationale (CEI), un transformateur de puissance se définit comme "un appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique" [31].

La CEI classe les transformateurs de puissance en trois catégories en fonction de la puissance apparente [5]:

- **Transformateurs de distribution** : jusqu'à 2,5 MVA en triphasé ou 0,833 MVA en monophasé.
- **Transformateur de moyenne puissance** : au-delà 2,5 MVA et jusqu'à 100 MVA en triphasé, respectivement 33,3MVA en monophasé.
- **Transformateur de grande puissance** : au-delà de 100 MVA en triphasé, respectivement 33,3 MVA en monophasé.

Au niveau des transformateurs de moyenne et de grande puissance, on distingue deux types de classification, selon:

➤ **La forme du circuit magnétique**

- **Les transformateurs de type colonne (*Core Form*)** constitués d'un circuit magnétique en colonnes verticales autour desquelles sont placés les bobinages cylindriques recouverts d'isolants solides à base de polymères naturels (papier cellulose) ou de polymères synthétiques (papier aramide).

- **Les transformateurs de type galette ou cuirassé (*Shell Form*)** constitués d'enroulements en forme de galettes rectangulaires séparées par des écrans isolants solides à base de polymères naturels et synthétiques. Les bobines sont disposées sur le noyau central du circuit magnétique formé d'un empilage de tôles.

➤ **Que le transformateur est hermétique ou à respiration libre**

- **Les transformateurs de type respirant** : la dilatation du diélectrique liquide se fait à travers un conservateur placé au-dessus de la cuve. La surface du diélectrique peut être en contact direct avec l'air ambiant ou en être séparée par une paroi étanche en matière synthétique déformable (diaphragme). Un dessiccateur limite l'entrée de l'humidité au niveau du conservateur.

- **Les transformateurs de type hermétique** : la dilatation du diélectrique est absorbée soit par un matelas de gaz inerte intercalé entre la surface du diélectrique et le haut de la cuve, soit par la déformation élastique du système de réfrigération constitué par les plis de la cuve.

2.2.2 Constitution générale des transformateurs de puissance

La constitution générale d'un transformateur de puissance est donnée sur la Figure 2-1 et la légende de cette figure (liste complète des organes) est donnée dans le Tableau 2-1.

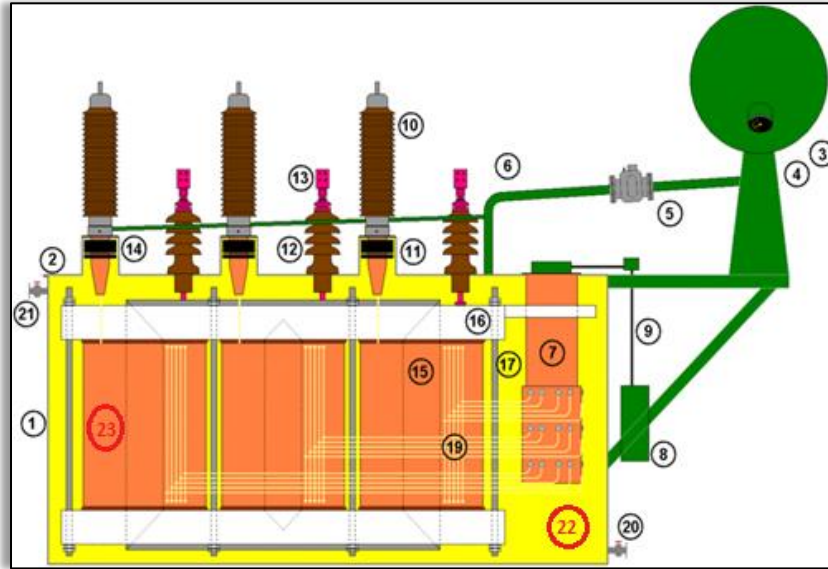


Figure 2-1 : Constitution d'un transformateur de puissance [32].

Tableau 2-1 : Organes d'un transformateur de puissance [32].

1	Cuve	13	Contact du secondaire
2	Couvercle	14	Transformateur de courant
3	Conservateur	15	Enroulements
4	Indicateur de niveau d'huile	16	Noyau magnétique
5	Relais Buchholz	17	Élément mécanique maintenant le noyau magnétique et les enroulements ensemble exerçant une force de compression
6	Tuyau d'huile	18	Connexion du changeur de prises aux enroulements
7	Changeur de prises	19	Connexion du changeur de prises aux enroulements
8	Moteur électrique du changeur de prises	20	Robinet pour prélèvement d'huile
9	Transmission mécanique du changeur de prises	21	Robinet d'air
10	Connexion du primaire	22	Fluide diélectrique (huile)
11	Bornes de traversée	23	Isolant solide (papier)
12	Connexion du secondaire		

Quelques principaux organes du transformateur sont définis comme suit :

- **Les bornes de traversées basses et hautes tensions (11):** Elles sont caractérisées par la technologie de l'isolation : les traversées en papier imprégné d'huile (OIP); les traversées en papier enduit de résine, elles sont limitées aux basses tensions [33] et les traversées en papier imprégné de résine (RIP ou ERIP), c'est une technologie dominante de nos jours [33]. Elles permettent le transit de la puissance.
- **La cuve constituée de tôles d'acier (1):** Les parois de la cuve sont, selon les modèles, à ailettes ou rigides équipées de radiateurs amovibles. L'étanchéité doit être parfaite, la cuve est testée sous vide pour contrôler ce point.
- **Le noyau magnétique (16):** Il est constitué de tôles d'acier au silicium à grains orientés. L'empilage et l'assemblage des tôles doivent être réalisés de manière à ce que le transformateur ait les meilleures performances possibles du point de vue électrodynamique, électrique et acoustique.
- **Les enroulements (15):** Sous forme de feuillard, rond, méplat de cuivre ou d'aluminium, ils sont montés sur le noyau. Les formes de bobinages, les sections et les nombres de spires sont conditionnés par les contraintes à maîtriser en termes électriques, thermiques et mécaniques. Chaque bobine est munie de canaux de refroidissement permettant d'assurer la circulation de l'huile et les échanges thermiques.
- **Le conservateur d'huile (3):** Réservoir métallique en général, en acier, il est situé au-dessus de la cuve du transformateur. Il joue un rôle de vase d'expansion pour l'huile. Les variations de température de l'huile impliquent des variations du volume.

Le conservateur permet au niveau d'huile de varier sans affecter la pression dans le transformateur ni découvrir (mettre à nu) les parties actives.

- **Le changeur de prises en charge (7):** Il permet au transformateur de faire varier son rapport de conversion en jouant sur le nombre de spires de ses enroulements primaires ou secondaires. Cela permet de régler le niveau de tension du réseau électrique.
- **Le fluide diélectrique (22):** Huile minérale, huile synthétique ou huile végétale.
- **Les isolants solides (23):** papiers et cartons à base de fibres cellulosiques et/ou de fibres d'aramide.

2.3 Huiles minérales et huiles alternatives

L'huile a trois principales fonctions :

- Assurer l'évacuation de la chaleur produite par les pertes au niveau des enroulements et du circuit magnétique vers les dispositifs de refroidissement (radiateurs externes);
- Ralentir l'oxydation (la dégradation) de l'isolation solide;
- Assurer l'isolation diélectrique entre les enroulements et augmenter la rigidité diélectrique du papier.

À ces trois principales fonctions, il faut ajouter la fonction de résistance à l'incendie, avec d'une part les huiles minérales et d'autre part les huiles à PFE (huiles alternatives).

2.3.1 Définitions

2.3.1.1 Huiles minérales

Les huiles minérales sont obtenues à partir du raffinage du pétrole brut, elles sont utilisées comme isolants dans les équipements électriques depuis plus d'un siècle.

Selon l'origine du pétrole et du processus de raffinage, on peut identifier différents types d'huiles, la Figure 2-2 présente le processus de raffinage pour les huiles brutes. Le processus de raffinage consiste à extraire de l'huile toutes les impuretés afin de lui conférer de meilleures propriétés. Selon le type de procédé (hydrocraquage, extraction ou hydrogénation), on obtient des huiles de type paraffinique, aromatique ou naphténique.

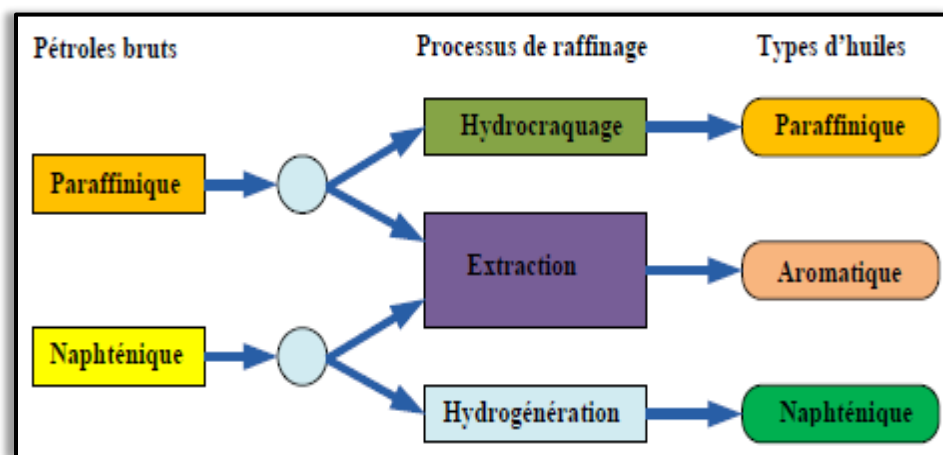


Figure 2-2: Processus de raffinage pour les huiles brutes [34].

Une fois les impuretés enlevées, ces huiles deviennent des mélanges très complexes; elles peuvent comporter plus de 3000 hydrocarbures différents [35]. Ces molécules ne comportent que du carbone et de l'hydrogène. Elles sont divisées en quatre groupes comme le montre la Figure 2-3: les alcanes (ou paraffines), les cyclanes (ou naphtènes), les naphtènes condensés et les composés aromatiques. D'autres constituants peuvent être présents dans l'huile, à savoir de petites quantités de sulfure (0.1 à 7 % en masse), d'azote (0.001 à 2 %) et des traces d'oxygène (400 à 600 ppm en masse).

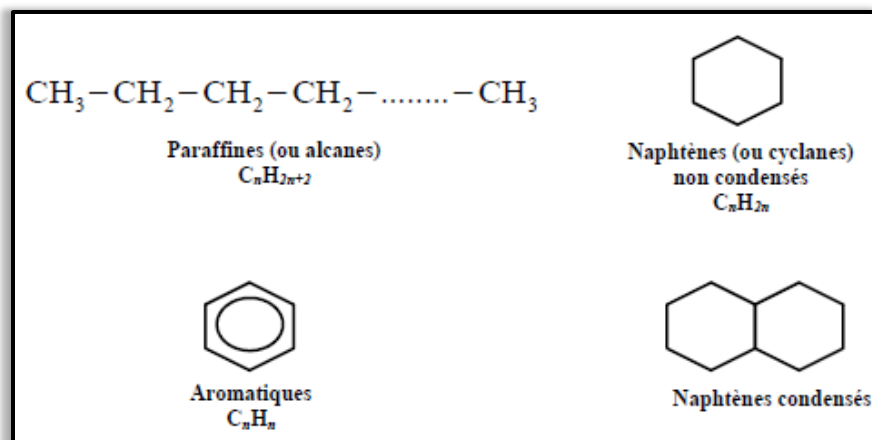


Figure 2-3 : Principaux constituants chimiques de l'huile minérale issue du pétrole brut [35].

Une autre forme de classification (en pourcentage du type d'hydrocarbure), consiste à classer ces huiles minérales en fonction de la teneur en carbone paraffinique (Cp), en carbone naphténique (Cn) et en carbone aromatique (Ca). Cette classification est donnée dans le Tableau 2-2.

Tableau 2-2 : Composition typique des bruts pétroliers (en %) [36].

Types d'hydrocarbures	Type de brut pétrolier		
	Paraffinique	Mixte	Naphténique
Paraffinique	60	40	20
Mixte	25	40	65
Naphténique	15	20	15

Les transformateurs de puissance sont traditionnellement remplis d'huiles minérales spécifiques. Les principales caractéristiques requises pour l'huile minérale sont:

- Une faible viscosité et un bon point d'écoulement pour assurer sa circulation;
- Un point éclair élevé;
- Une bonne stabilité chimique vis-à-vis des phénomènes d'oxydation;
- Une rigidité diélectrique élevée.

2.3.1.2 Huiles alternatives

- **Les Huiles synthétiques**

Elles peuvent remplacer les huiles minérales, en particulier lorsqu'il est question d'améliorer la résistance au feu (point de feu élevé) ou lorsque l'on cherche une meilleure stabilité thermique. Il existe quatre principaux types de liquides synthétiques:

- Les hydrocarbures aromatiques;
- Les hydrocarbures aliphatiques;
- Les esters synthétiques ou esters organiques (esters de pentaérythritol, les phtalates);
- Les silicones.

Les Huiles synthétiques sont aussi appelées liquides ininflammables (liquides qui ont un point d'éclair minimum au-dessus de 300°C). En raison de ce degré élevé de résistance à l'inflammation, ils sont utilisés dans les transformateurs situés dans les zones urbaines (c'est-à-dire là où la sécurité des personnes et des biens pourrait être compromise par le feu).

➤ **Esters synthétiques**

Les esters synthétiques peuvent être classés en 5 groupes [37]:

- Les monoesters ;
- Les esters dicarboxyliques (diesters) ;
- Les esters du glycérol ;
- Les polyesters ;
- Les esters complexes.

Les esters sont obtenus par synthèse d'un acide et d'un alcool. Les polyesters et les esters complexes sont utilisés dans des conditions extrêmes comme dans le cas des transformateurs de puissance. Ces groupes d'esters sont les plus utilisés à cause de

l'absence de groupes hydroxyles secondaires et un carbone quaternaire dans leur structure chimique en position β . Les alcools typiques utilisés pour la synthèse sont des peo-pentyglycol, des trimethylolpropane, des pentaérythritol ou des dipentaérythritol. Les esters synthétiques les plus utilisés dans les transformateurs de distribution sont: le Midel 7131 et le BecFluid 9902 à cause de leurs aspects écologiques et de leurs bonnes résistances au vieillissement. L'utilisation des esters dans les transformateurs de puissance est principalement limitée à cause de leur prix trop élevé et de leur viscosité élevée.

- **Esters naturels**

Les esters naturels sont produits à partir des huiles végétales, qui elles-mêmes sont fabriquées à partir de cultures de plantes qui sont des sources renouvelables. La composition chimique générale des esters naturels est celle d'un triester provenant principalement de triglycérides.

Les esters naturels sont obtenus par estérification d'un tri-alcool simple, avec trois acides gras. Ils sont peu toxiques et possèdent une excellente biodégradabilité. Ils ont une faible résistance à l'oxydation et à l'hydrolyse. Les esters naturels pour les applications électriques sont couramment produits à partir d'huiles de soya, de colza et de tournesol, cependant des esters naturels à base d'huiles de palme, de coco, d'anacarde sont en cours de développement [6].

2.3.2 Historique et Applications courantes des huiles

Les huiles alternatives sont maintenant utilisées dans les différents types de transformateurs, à savoir les transformateurs pour la distribution, la puissance et la traction. Actuellement, la base de connaissances des fluides alternatifs se développe

rapidement, ce qui peut encourager les utilisateurs finaux à s'intéresser à ces fluides au fur et à mesure que les données deviendront importantes et disponibles. Le Tableau 2-3 résume les applications courantes des huiles de transformateurs.

Tableau 2-3 : Choix de l'huile isolante pour différents types de transformateurs [6].

	Huile minérale	Huile silicone	Ester synthétique	Ester naturel
Transformateurs de puissance	A	×	B	B
Transformateurs de traction	A	A	A	×
Transformateurs de distribution	A	A	A	A
Transformateurs d'instruments	A	×	×	×

(A : largement utilisées, A : utilisées mais pas couramment, × : non utilisées)

Le Tableau 2-3 montre que l'huile MO est utilisée dans tous les types de transformateurs et que les huiles NE et SE sont largement utilisées dans les transformateurs de traction et de distribution, mais moins couramment dans les transformateurs de puissance.

2.3.2.1 Huiles minérales

Les premières utilisations des huiles minérales datent des années 1900 [6], elles sont donc en service depuis plus d'un siècle. Les huiles minérales sont les huiles isolantes les plus utilisées (90 à 95% de la consommation mondiale) dans les équipements électriques de puissance et plus particulièrement dans les transformateurs. Le choix d'une huile minérale neuve est guidé par les normes IEC 60296 [38] et ASTM D3487 [39] et l'évaluation d'une huile minérale en service se fait à l'aide de la norme IEC 60422 [40].

2.3.2.2 Huiles esters synthétiques

Les huiles esters synthétiques sont principalement utilisées dans les transformateurs de distribution et dans les transformateurs pour lesquels la sécurité incendie est une exigence. Depuis quelques années, ces huiles sont utilisées dans des transformateurs de puissance [6]. Elles sont couramment utilisées dans des environnements de hautes températures. À ce titre elles peuvent être utilisées en combinaison avec l'isolation solide haute température telle que le papier aramide. La chronologie des événements dans le développement et les applications des huiles esters synthétiques sont présentées à la Figure 2-4. Selon cette figure, les huiles esters synthétiques utilisées principalement dans les transformateurs de distribution depuis 1976 ont connu leur début d'utilisation dans les transformateurs de puissance à partir de 2003.

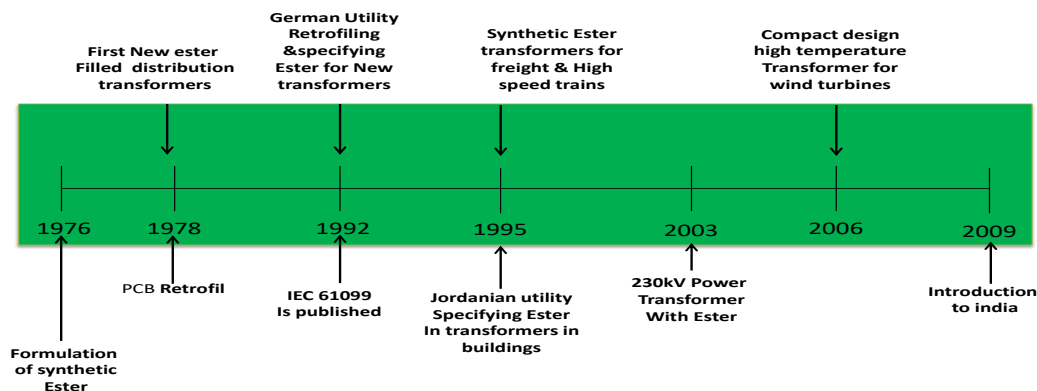


Figure 2-4 : Chronologie des événements dans le développement et les applications des huiles esters synthétiques [6].

Ces dernières années ont vu l'application d'esters synthétiques dans les transformateurs de puissance, principalement pour la sécurité incendie et pour des raisons environnementales [41]. Mais aussi pour les avantages rapportés les esters synthétiques en ce qui concerne l'absorption d'humidité dans la cellulose [42]. Les esters synthétiques ont été largement utilisés pour remplacer l'huile minérale dans des transformateurs en service pour lesquels l'utilisateur final exige un haut niveau de

sécurité et une protection de l'environnement. Les huiles esters synthétiques neuves sont fournies en conformité avec la norme IEC 61099 [43] et un guide d'entretien est disponible sous la référence IEC 61203 [44]. À ce jour, le plus grand transformateur de puissance utilisant l'huile synthétique Midel 7131 a les caractéristiques suivantes : 135 MVA, 238/13.5 kV [45].

2.3.2.3 Huiles esters naturels

Au début des années 1990, en raison de préoccupations environnementales croissantes, les entreprises ont commencé à développer des huiles végétales comme fluides de transformateurs. Leur commercialisation a débuté effectivement en 1999. La Figure 2-5 [6] présente la chronologie des événements dans le développement et les applications des huiles esters naturels. La Figure 2-5 indique que la barre de 100 transformateurs de puissance utilisant les huiles esters naturels a été franchie en 2008.

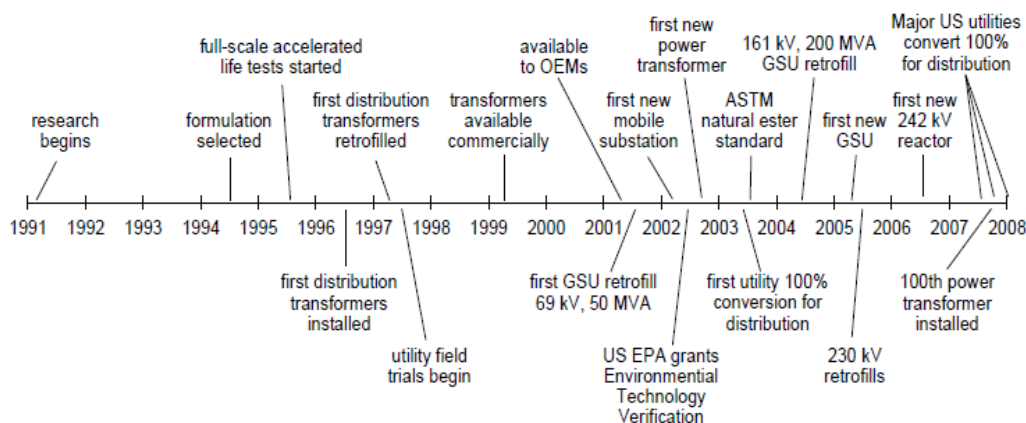


Figure 2-5 : Chronologie des événements dans le développement et les applications des huiles esters naturels [6].

L'évolution chronologique du nombre de transformateurs de distribution utilisant les huiles esters naturels dans le monde est présentée à la Figure 2-6.

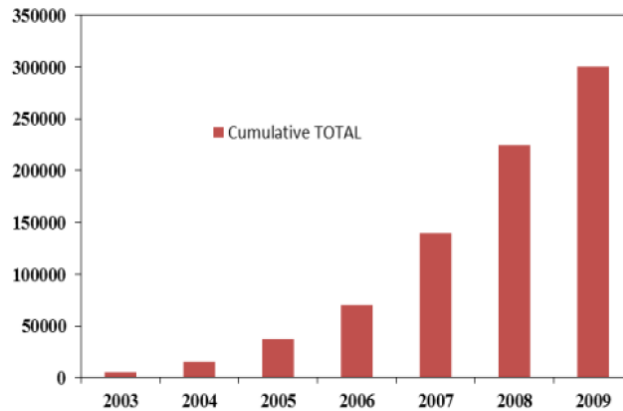


Figure 2-6 : Évolution chronologique du nombre de transformateurs de distribution utilisant les huiles esters naturels dans le monde [6].

La Figure 2-6, quant à elle, indique que près de 300000 transformateurs de distribution utilisent les huiles esters naturels depuis 2009. Récemment en 2013, l'entreprise Siemens a construit le premier transformateur de grande puissance utilisant l'huile végétale avec un niveau de tension de 420 kV [8]. Le guide IEEE C57.147 [46] et la norme ASTM D6871 [47] ont été élaborés en 2008 pour respectivement, la vérification et l'entretien des huiles esters naturels.

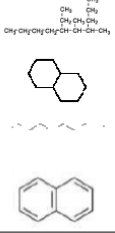
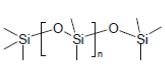
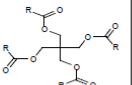
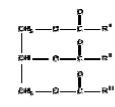
Compte tenu de cette grande population de transformateurs utilisant les huiles esters naturels et en attendant un retour d'expériences (données sur les transformateurs en service), il est nécessaire d'effectuer des travaux de recherche pour étudier les propriétés physiques, chimiques et électriques à court, moyen et long termes de ces huiles à travers des vieillissements accélérés en laboratoire.

2.3.3 Comparaison des propriétés physiques et chimiques entre l'huile minérale et les huiles alternatives

2.3.3.1 Comparaison des propriétés des huiles de transformateurs

Un aperçu des propriétés des huiles isolantes est donné dans le Tableau 2-4.

Tableau 2-4 : Propriétés des huiles minérales et des huiles à PFE [6].

Name	Mineral oil	Silicone fluid	Synthetic ester	Natural ester
Type	Refined crude oil based distillate	Synthetic	Synthetic	Refined vegetable oil
Principal components	Complex mixture of hydrocarbons	di-alkyl silicone polymer	Pentaerythritol tetra ester	Plant based natural ester
Chemical structure				
Source	Purified from oil	Made from chemicals	Made from chemicals	Extracted from crops
Biodegradability	Slow to biodegrade	Very slow to biodegrade	Readily biodegradable	Readily biodegradable
Oxidation stability	Good stability	Excellent stability	Excellent stability	Generally oxidation susceptible
Water saturation at ambient (ppm)	55	220	2600	1100
Flash point, °C	160 - 170	>300	>250	> 300
Fire Point, °C	170 -180	>350	>300	>350
Fire Classification	O	K	K	K

Le Tableau 2-4, présente la structure chimique des huiles, leur source de production, leur niveau de biodégradabilité, leur niveau de stabilité à l'oxydation, leur limite de saturation en eau à température ambiante, leur point d'éclair, leur point de feu et enfin leur classification selon la résistance au feu. Il est possible de noter très clairement que les huiles alternatives ou à PFE sont biodégradables et ont des points d'éclair et de feu très élevés. Ces huiles sont de la classe de feu K (point de feu au-dessus de 300°C) alors que l'huile minérale est de la classe O (le point de feu varie entre 170 et 180°C).

Le Tableau 2-5 présente quelques propriétés physiques, chimiques et électriques des huiles isolantes de certains constructeurs.

Tableau 2-5 : Quelques propriétés physiques, chimiques et électriques des huiles minérales et des huiles à PFE de certains constructeurs [6].

		Silicone fluids			Synthetic ester	Natural esters	
		Nynas	Dow Corning	Shin-Etsu Chemical	M&I Materials	Cooper Industries	ABB
	Units	10 GBN Mineral oil ²⁷	561 Silicone oil ²²	KF-96-20 Lower viscosity fluid ^{23, 24}	MIDEL 7131 ²⁵	FR3 ²⁶	BIOTEMP ^{27, 28, 37}
General Properties							
Density at 20°C	g/ml	0.88	0.96	0.956	0.97	0.92	0.91
Specific heat at 20°C	J/kg K	1860	1510	1600	1880	1883	1943
Thermal conductivity at 20°C	W/m K	0.126	0.151 (@ 50°C)	0.15 (@ 25°C)	0.144	0.167	0.160
Kinematic viscosity at 0°C	mm ² /s	37.5	86	32.8	240	207	276
Kinematic viscosity at 20°C	mm ² /s	22	54	22	70	78	97
Kinematic viscosity at 40°C	mm ² /s	9	39	15.3	28	36	42
Kinematic viscosity at 100°C	mm ² /s	2.6	15	6.7	5.25	8	9
Pour point	°C	-50	< -50	< -60	-60	-21	-15 to -20
Expansion coefficient	/°C	0.00075	0.00104	0.00104	0.00075	0.00074	0.00068
Flash point	°C	148	> 300	268	275	330	330
Fire point	°C	170	> 350	312	322	360	360
Autoignition temperature	°C	280	435		438		
Fire hazard classification to IEC 61100		O	K3	K3	K3	K2	K2
Biodegradability at 28 days							
- OECD 301F	%	N/A	N/A		> 89	>99	
- OECD 301D	%	< 10	< 5				
- OECD 301B	%					95 -100	(readily biodegradable) ¹
Gassing Tendency	µL/min	+5 ; Nitro 10CX = 30			29.2	-79.2	-50
RBOT Test	minutes	300			421	17	197
Chemical Properties							
Neutralisation value	mg KOH/g	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.03	0.022	< 0.03
Net calorific value	MJ/kg	46	28		31.6		36.9
Electrical Properties							
Breakdown Strength IEC 60156 2.5mm	kV	> 70	50	70	> 75	56 (ASTM 1816)	>75
Dielectric dissipation factor at 90°C		< 0.002	< 0.001	< 0.001	< 0.006	0.005	0.014
Permittivity at 20°C		2.2	2.7 (@ 25°C)	2.46 (@ 90°C)	3.2	3.2	3.2

Les données du Tableau 2-5 qui sont des données d'huiles typiques selon les constructeurs nous donnent une bonne idée de la différence entre les propriétés de l'huile MO et celles des huiles NE et SE. Il est important de noter qu'au niveau des propriétés physiques et plus spécifiquement des propriétés fluidiques, les huiles alternatives présentent des viscosités plus élevées. Ce qui laisse entrevoir une difficulté pour ces huiles alternatives à s'écouler, comparativement à l'huile minérale.

Les principaux paramètres thermofluidiques dans le cadre de ce travail de recherche sont définis comme suit :

- **Conductivité thermique (k_f)** : Grandeur physique caractérisant le comportement des matériaux lors du transfert thermique par conduction. Elle représente l'énergie (quantité de chaleur) transférée par unité de surface et de temps sous un gradient de température de 1 kelvin par mètre.

- **Chaleur spécifique (C_{pf})** : C'est la quantité d'énergie à apporter par échange thermique pour élever d'un kelvin la température de l'unité de masse d'une substance.
- **Viscosité (μ_f)** : La viscosité relie les contraintes locales d'un fluide en mouvement au taux de déformation de l'élément fluide. En d'autres termes c'est la mesure quantitative de la résistance d'un fluide à s'écouler ; la capacité du fluide à résister à la déformation. Il est possible de distinguer la viscosité dynamique (μ_f) et la viscosité cinématique (ν_f). Ces dernières sont liées entre elles par l'équation (1).

$$\nu_f = \frac{\mu_f}{\rho_f} \quad (2.1)$$

- **Masse volumique (ρ_f)** : C'est une grandeur physique qui caractérise la masse d'un matériau par unité de volume.

- **Comparaison des viscosités**

La viscosité d'un fluide est l'un des paramètres clés dans la détermination de sa capacité de refroidissement. La Figure 2-7 présente les graphes de la viscosité cinématique en fonction de la température de quelques huiles couramment utilisées de divers constructeurs.

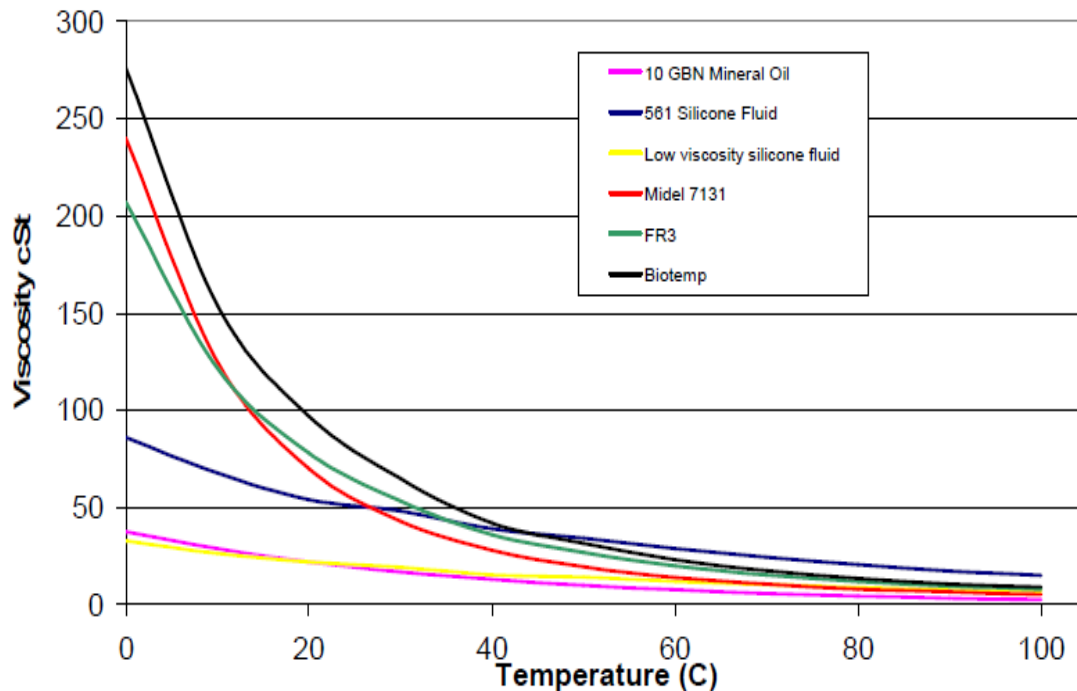


Figure 2-7 : Comparaison des viscosités cinématiques en fonction de la température [48-51].

Sur la Figure 2-7, il est possible de voir que les huiles alternatives sont plus visqueuses que l'huile minérale sur une large plage de températures; cependant cette différence diminue avec l'augmentation de la température. La viscosité cinématique des huiles représente une résistance à leur écoulement; étant donné que l'huile isolante agit également comme un agent de refroidissement thermique alors une viscosité élevée peut ralentir son écoulement à travers les canaux de refroidissement des enroulements.

- **Comparaison de la tolérance en humidité**

L'eau est une molécule très polaire et les molécules polaires ont tendance à être attirées par d'autres molécules polaires. L'huile minérale est non polaire, les chaînes (liaisons) d'esters présentes dans les huiles esters naturels et synthétiques font d'elles des fluides polaires. Ces chaînes d'esters sont capables d'attirer les molécules d'eau. Les esters naturels ont trois liaisons ester par molécule tandis que les esters synthétiques peuvent en avoir deux à quatre. Cette caractéristique explique la grande

quantité d'eau absorbable par ces huiles. La solubilité de l'eau des huiles de transformateurs à température ambiante est donnée dans le Tableau 2-6. Il faut entendre par solubilité la quantité d'humidité que le fluide peut absorber sans qu'il y ait de gouttes d'eau visibles.

Tableau 2-6 : Solubilité de l'eau dans les huiles [42].

Type de fluide	Liaisons d'esters	Saturation en eau à 23 °C (ppm)
Huile minérale	0	55
Huile silicone	0	220
Ester naturel	3	1100
Ester synthétique	4	2600

2.3.3.2 La sécurité incendie

La sécurité incendie est une préoccupation majeure pour les utilisateurs des huiles isolantes, en particulier lorsqu'il s'agit d'installer les transformateurs à proximité des zones urbaines. Les compagnies d'assurance sont exigeantes en matière de sécurité incendie et celles-ci ont de plus en plus tendance à recommander aux utilisateurs finaux des fluides à point de feu élevé. En particulier dans les zones où un feu provenant de l'huile de transformateur est potentiellement dangereux pour les raisons suivantes :

- Risque pour la vie humaine,
- Évacuation des alentours,
- Coûts associés aux pertes de production,
- Coût et temps de remplacement du transformateur,
- Demande d'indemnités coûteuses.

Les propriétés à la résistance au feu des huiles sont données dans le Tableau 2-7.

Tableau 2-7 : Propriétés à la résistance au feu des huiles [6].

Type de fluide	Point d'éclair °C	Point de feu °C	Classes
Huile minérale	160-170	170-180	O
Huile silicone	>300	>350	K3
Huile silicone à faible viscosité	268	312	K3
Ester naturel	>300	>350	K2
Ester synthétique	>250	>300	K3

Selon le Tableau 2-7, l'huile minérale est de classe O avec des points de feu et d'éclair largement inférieurs à ceux des huiles alternatives qui sont de classe K. En tenant compte de l'aspect sécurité incendie, les avantages liés à l'utilisation des huiles à PFE de classe K sont [52]:

- Faibles coûts d'installation et de maintenance (moins de mesures restrictives);
- Aucun risque d'incendie en cas de défaut électrique majeur;
- Fumée non toxique.

2.3.3.3 La sécurité environnementale

La sécurité environnementale est déterminée par deux critères de base: la biodégradabilité et une faible toxicité. En général, les fluides qui possèdent un taux de biodégradation rapide et qui peuvent démontrer une faible toxicité sont classés comme étant « respectueux de l'environnement ». Ces facteurs sont importants lorsque l'on considère l'utilisation de fluides dans les zones écologiquement sensibles, tels que les cours d'eau, pour éviter la contamination.

- **Biodégradabilité**

Le terme « biodégradabilité » reflète l'intensité avec laquelle le fluide est métabolisé par des microbes d'origine naturelle dans le sol ou par les cours d'eau, en cas de déversement ou de fuite. De toute évidence, c'est un avantage si les liquides déversés peuvent disparaître naturellement et rapidement sans la nécessité d'engager des moyens coûteux pour le nettoyage et la décontamination.

Selon l'organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) [6], les tests de biodégradabilité particulièrement applicables aux huiles de transformateur sont:

- 301 B: Évolution du CO₂;
- 301 D: Flacon fermé;
- 301 F: Respiration manométrique.

Contrairement à l'huile minérale, les esters naturels et synthétiques sont biodégradables. La Figure 2-8 présente le taux de biodégradation des différentes huiles. On y voit clairement que les huiles esters naturels et synthétiques sont très biodégradables comparativement à l'huile minérale.

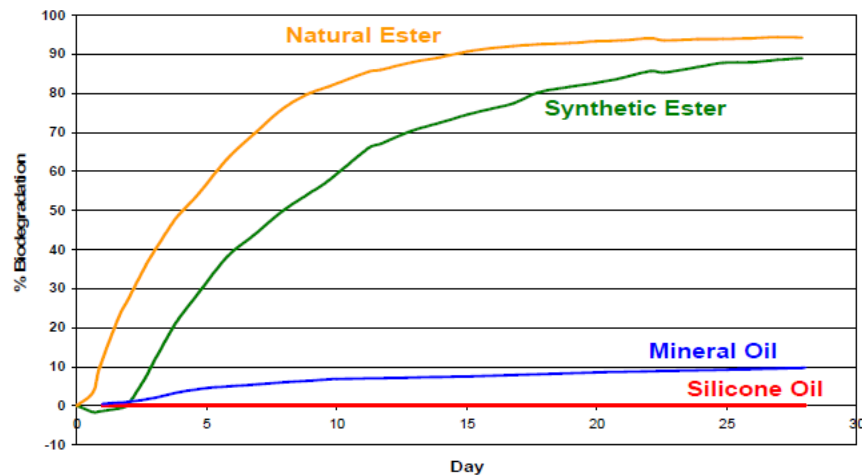


Figure 2-8 : Comparaison du taux de biodégradation des différentes huiles [6].

2.3.3.4 La stabilité à l'oxydation des huiles alternatives

La stabilité à l'oxydation des huiles alternatives est un élément clé pour les utilisateurs des transformateurs. Selon le groupe de travail «CIGRE Working Group A2-35» [6], la stabilité relative à l'oxydation des huiles est donnée comme suit (de la plus stable à la moins stable): huile ester synthétique, huile minérale, huile ester naturel.

- **Huile ester synthétique** : l'huile ester synthétique est principalement composée d'acides saturés et de pentaerythritol, elle s'oxyde très faiblement à des températures au-dessus de 125°C. Cette oxydation ne produit pas de boues, mais uniquement des acides organiques.

- **Huile minérale :** l'huile minérale commence à se volatiliser et à s'oxyder à des températures au-dessus de 105°C. Cette oxydation entraîne la formation de plusieurs produits de dégradation, dont les acides organiques et la boue.
- **Huile ester naturel :** Parmi les huiles alternatives, l'ester naturel est la plus instable face à l'oxydation à cause de sa structure chimique.

Plusieurs tests permettant de juger de la stabilité des huiles à l'oxydation existent. Ces tests se font conformément à des normes dont la liste non exhaustive est donnée comme suit : IEC TR 62036 [53], ASTM D2112 [54], ASTM D2440 [55].

La Figure 2-9 présente les résultats d'un test de la stabilité des huiles à l'oxydation selon la norme ASTM D2112. Ce test est appelé « *the RBOT (Rotating Bomb Oxidation Test)* ».

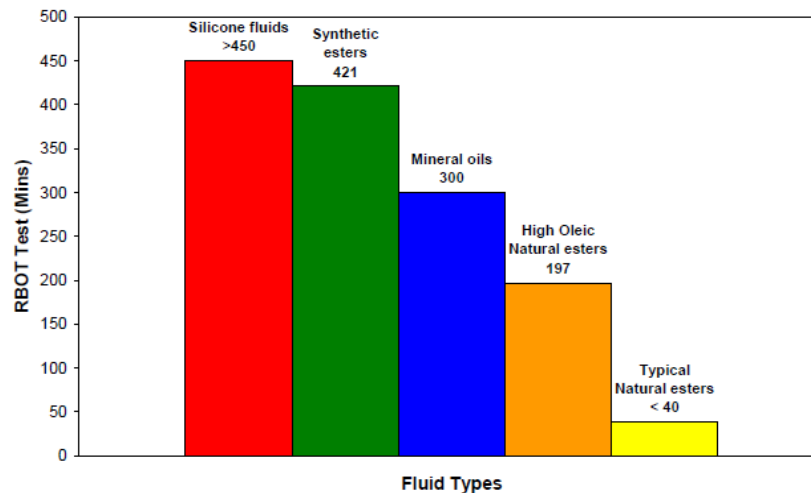


Figure 2-9 : Résultats du test RBOT pour différents types d'huiles [6].

Sur la Figure 2-9, on peut voir clairement que l'huile ester synthétique est plus stable à l'oxydation, vient ensuite l'huile minérale et enfin l'huile ester naturel. En effet plus le temps du test (en minutes) est élevé plus l'huile est stable.

Dans la section 2.3.4, le processus de vieillissement des huiles MO, NE et SE sera présenté beaucoup plus en détail.

2.3.4 Processus de vieillissement des huiles de transformateurs et Indicateurs

Les huiles isolantes en service subissent des changements irréversibles de leurs propriétés physico-chimiques dus à un ensemble de processus réactionnels déterminants pour leur durée de vie [56]. Ces processus entraînent le vieillissement de ces huiles. L'action simultanée de l'oxygène, de la température et du champ électrique en présence de métaux (catalyseurs métalliques) conduit au vieillissement par le phénomène d'oxydation. En plus du vieillissement par oxydation, l'action de l'humidité entraîne un vieillissement par le phénomène d'hydrolyse. Le phénomène d'oxydation est le facteur le plus destructeur. C'est ce phénomène qui sera présenté par la suite.

2.3.4.1 Huile MO

L'oxygène présent dans l'huile provient non seulement de l'extérieur de la cuve, mais aussi de la dégradation thermique de la cellulose. Il réagit avec des hydrocarbures pour former des oxydes qui constituent un des facteurs de vieillissement de l'huile. En présence d'oxygène, il se produit une oxydation qui comporte un certain nombre d'étapes (initiation, propagation, ramification et terminaison) [32]. Le Tableau 2-8 présente les équations des différentes réactions associées à ces étapes. La liaison R-H est un hydrocarbure, les entités ROOH sont des hydroperoxydes et l'entité ROO* est un radical peroxyde.

Tableau 2-8 : Mécanismes de réactions en chaîne initiés par les radicaux libres dans l'huile minérale [57].

1. Initiation (radicaux libres)	2. Propagation (peroxydes et hydroperoxydes)
$R-H \rightarrow R^{\bullet} + H^{\bullet}$ $Cu^{2+} + R-H \rightarrow Cu^{+} + H^{\bullet} + R^{\bullet}$ $H^{\bullet} + H^{\bullet} \rightarrow H_2$	$R^{\bullet} + O_2 \rightarrow ROO^{\bullet}$ $ROO^{\bullet} + R-H \rightarrow ROOH + R^{\bullet}$
	} Réactions rapides
3. Ramification (alcools, cétones, aldéhydes, acides)	4. Terminaison (boue, cires)
$ROOH \rightarrow RO^{\bullet} + OH^{\bullet}$ $ROOH + Cu^{+} \rightarrow RO^{\bullet} + Cu^{2+} + OH^{\bullet}$ $ROOH + Cu^{2+} \rightarrow ROO^{\bullet} + Cu^{2+} + H^{\bullet}$ $RO^{\bullet} + R-H \rightarrow R^{\bullet} + R-OH$ $OH^{\bullet} + R-H \rightarrow R^{\bullet} + H_2O$	$2R^{\bullet} \rightarrow R-R$ $R^{\bullet} \rightarrow ROO-R$ $ROO^{\bullet} + ROO^{\bullet} \rightarrow ROO-R + O_2$

Selon ces réactions, les produits finaux résultant de l'oxydation sont des alcools R-OH, des aldéhydes, des cétones, des esters, des acides, de l'eau, des oxydes de carbone et des hydrocarbures légers. Il se produit aussi des peroxydes (ROO-R) qui sont des produits intermédiaires du processus d'oxydation. L'action de tous ces produits d'oxydation entraîne la formation de boues. Ces produits de dégradation réduisent la tenue diélectrique de l'huile, entraînent la dégradation de l'isolation solide (papier cellulose) et la corrosion des parties métalliques du transformateur. Ces dépôts peuvent constituer des barrières conductrices en surface, obstruer les conduits de circulation de l'huile et affecter le coefficient de transfert de chaleur entre les enroulements et l'huile. Le système de refroidissement perd ainsi son efficacité et l'élévation de la température qui en résulte accélère l'oxydation et la dégradation des isolants solides.

2.3.4.2 Huile NE

Les esters naturels ont une structure chimique basée sur un squelette de glycérol sur lequel sont attachés trois groupes d'acides gras. Une caractéristique commune des

esters naturels qui sont liquides à la température ambiante est qu'ils contiennent des doubles liaisons C = C dans les chaînes latérales d'acides gras. Ces doubles liaisons et les atomes de carbone associés sont les principales cibles d'attaque par l'oxygène (Oxydation). La dégradation de l'huile ester naturel est un mécanisme de radicaux libres. Elle dépend du taux d'acides gras non saturés [29]. Les différentes étapes du processus d'oxydation sont données sur la Figure 2-10.

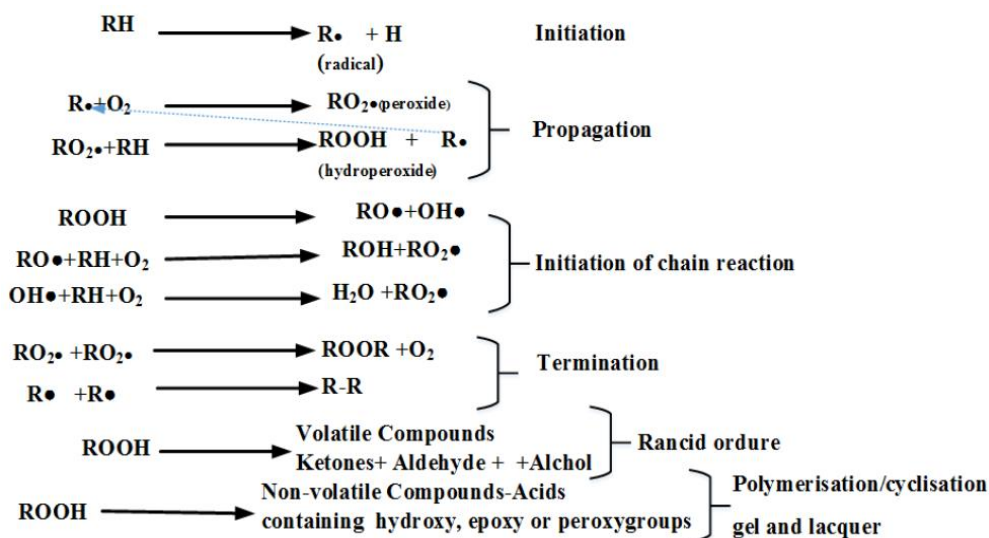


Figure 2-10: Les différentes étapes du processus d'oxydation de l'huile NE [29, 58, 59].

Selon la Figure 2-10, le processus d'oxydation commence par l'initiation (formation de radicaux libres). Les radicaux libres vont ensuite réagir avec l'oxygène pour former les peroxydes et les hydroperoxydes. Il s'en suit une série de réactions en chaîne qui va entraîner la formation de composés volatiles (alcools, aldéhydes, cétones) et non volatiles (acides). Au stade terminal du processus, il y a la formation de gel et de vernis. L'oxydation des huiles esters naturels peut entraîner une augmentation significative de leur viscosité et affecter leur capacité de refroidissement [29].

2.3.4.3 Huile SE

Les esters synthétiques s'oxydent faiblement à des températures élevées. La dégradation thermo-oxydative des esters synthétiques est aussi un mécanisme de radicaux libres. Les différentes étapes du processus d'oxydation sont données sur la Figure 2-11.

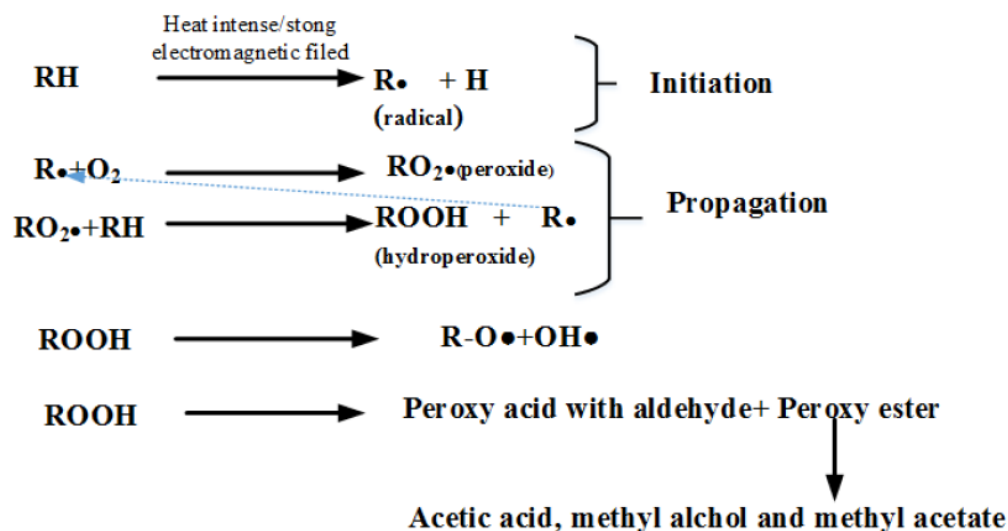


Figure 2-11 : Les différentes étapes du processus d'oxydation de l'huile SE [29].

Selon la Figure 2-11, les radicaux libres sont formés au niveau de l'étape de l'initiation. Les peroxydes et les hydroperoxydes sont formés à l'étape de la propagation après réaction des radicaux libres avec l'oxygène. Des réactions chimiques successives entraînent la formation d'acides peroxyliques (peracides), d'aldéhydes et de peroxydes esters [60]. Au stade terminal, il y a formation d'acides acétiques, de méthanol (méthyle alcool) et d'acétate de méthyle (éthanoate de méthyle).

2.3.4.4 Indicateurs de vieillissement

Depuis quelques années, plusieurs normes permettant d'évaluer le niveau de dégradation des huiles ont été développées par l'ASTM. Pour le besoin de notre projet de recherche, trois d'entre elles ont été choisies:

- **Produits de dégradation dissous (DDP) (ASTM-D6802)**[47]: Cette technique utilise la spectrophotométrie UV-VIS (UltraViolet-Visible) pour estimer la quantité relative de produits de dégradation dissous dans l'huile (peroxydes, aldéhydes, cétones et acides organiques). Le DDP augmente avec le vieillissement.
- **La turbidité (TUR) (ASTM-D6181)** [47]: Cette technique utilise un ratio turbidimétrique d'un système optique pour évaluer la quantité relative de produits de dégradation insolubles ou produits en suspension (produits colloïdaux) dans l'huile. La turbidité augmente avec le vieillissement.
- **La tension interfaciale (IFT) (ASTM-D971)** [47] est la force (en dynes/centimètre) requise pour rompre le film d'huile existant à une interface huile-eau. Cette technique permet de mettre en évidence la présence de contaminants polaires (eau, vernis, etc.) et aussi les produits d'oxydation dans l'huile. La tension interfaciale diminue avec le vieillissement.

2.3.5 Tests en service pour les huiles alternatives

Quand il s'agit de décider de l'état de santé (qualité) d'une huile, il est nécessaire d'avoir des résultats de différents tests autant que possible. La tendance (évolution) des résultats dans le temps est un outil additionnel pour la prise de décision. Ce qui précède est valable aussi bien pour l'huile minérale que pour les huiles alternatives. Les conditions des tests sont régies par des normes. Quelques normes associées aux tests couramment effectués sur l'huile minérale, ainsi que celles applicables aux huiles alternatives sont regroupées dans le Tableau 2-9.

Tableau 2-9 : Liste de quelques normes pour les différentes huiles [40, 44, 61].

(Key: Most commonly used IEC method, Most commonly used ASTM method, Not quoted but generally used)

Properties	Mineral Oil ¹⁰³	Synthetic ester ¹⁰⁴	Natural ester ¹⁰⁵	Silicone fluid ¹⁰⁶
Acidity	IEC 62021-1/ IEC 62021-2 ASTM D974	IEC 62021-1/ IEC 62021-2	ASTM D974	IEC 62021-1
Appearance	ISO 2049	ISO 2049	ASTM D1524	Visual , ISO 2049
Breakdown voltage	IEC 60156 ASTM D1816	IEC 60156	ASTM D877 ASTM D1816	IEC 60156
Colour	ISO2049 ISO 2211 ASTM D1500	ISO 2211	ASTM D1500	ISO 2211
Corrosive sulphur	IEC 62535 ASTM D1275		ASTM D1275	
Dielectric Dissipation Factor (DDF)	IEC 60247 / IEC 61620 ASTM D924	IEC 60247	ASTM D924	IEC 60247
Density	ISO 3675 / ISO 12185 ASTM D1298	ISO 3675	ASTM D1298	ISO 3675
DGA analysis	IEC 60567		ASTM D2945 ASTM D3284 ASTMD3612	
Fire point	ISO 2592 ASTM D92	ISO 2592	ASTM D92	ISO 2592
Flash point	ISO 2719 ISO 2592 ASTM D92	ISO 2719 / ISO 2592	ASTM D92	ISO 2719 / ISO 2592
Furanic compounds	IEC 61198 ASTM D5837			
Gassing tendency	IEC 60628 ASTM D2300	IEC 60628	ASTM D2300	IEC 60628

On peut remarquer que pour plusieurs tests il n'existe pas encore de normes pour les huiles alternatives. Ces normes sont en cours de développement.

2.3.6 Vidange des transformateurs et remplissage par des huiles alternatives (re-remplissage)

Le re-remplissage (*retrofilling* en anglais) est le processus qui consiste à vider l'huile isolante d'un transformateur immergé et à la remplacer par une nouvelle huile. Généralement l'huile à remplacer est l'huile minérale dans les transformateurs de distribution et de moyenne puissance. Le re-remplissage des transformateurs de grande puissance nécessite une évaluation technique approfondie, car il peut être nécessaire de revoir la conception de certains éléments pour tenir compte des différences entre l'huile minérale et d'autres huiles.

2.3.6.1 Raisons pour lesquelles le re-remplissage est fait

Bien que l'huile minérale soit le fluide de transformateur couramment utilisé, il y a plusieurs raisons pour lesquelles l'utilisateur final pourrait souhaiter faire le re-

remplissage de son transformateur avec des huiles alternatives. Quelques raisons sont présentées par la suite [6, 62]:

- **Sécurité incendie:** Les huiles alternatives ont des points d'éclair et de feu très élevés comparées à l'huile minérale. Le remplacement de l'huile minérale par ces huiles à PFE améliorera considérablement la sécurité incendie, particulièrement dans les zones sensibles ou proches de la population. Le coût du re-remplissage pour des raisons de sécurité incendie est souvent inférieur à celui de l'installation d'un système de sécurité incendie afin de se conformer aux conditions des assureurs.
- **Préoccupations environnementales:** les huiles esters naturels et synthétiques sont biodégradables et plus écologiques que l'huile minérale. Le re-remplissage par les huiles esters permettra de réduire considérablement l'impact environnemental en cas de déversements.
- **Tolérance à l'humidité :** les esters naturels et synthétiques ont une grande capacité d'absorption de l'humidité, comparés à l'huile minérale. Ainsi, dans les zones humides, le re-remplissage par les huiles esters permettra une fiabilité accrue.
- **Soufre corrosif :** les problèmes associés au soufre corrosif (dépôt de soufre sur le cuivre et le papier cellulose isolant, à la suite de réactions chimiques entre le cuivre et l'huile) sont liés à l'utilisation de l'huile minérale. Les huiles alternatives sont non corrosives. C'est donc un avantage de faire le re-remplissage avec ces huiles à PFE.

- **Prolongation de la durée de vie de l'isolation solide (papier) :** selon la littérature scientifique le papier cellulose a une durée de vie plus élevée dans les huiles esters par rapport à l'huile minérale [11, 12, 63, 64]. Cet effet peut être expliqué par la capacité des esters à absorber l'humidité du papier.

2.3.7 Capacité de refroidissement des huiles alternatives par rapport à l'huile minérale

À la température normale de fonctionnement d'un transformateur, la viscosité des esters est supérieure à celle de l'huile minérale. À cause de cette viscosité élevée, la différence de température entre le haut et le bas du dispositif de refroidissement des transformateurs de distribution est plus élevée pour les huiles esters. Cette différence est encore plus grande pour les transformateurs de puissance. Elle est significative pour les transformateurs refroidis en mode ON. Lorsque le système de refroidissement est de type OF, l'effet du passage aux huiles alternatives est minime, à condition que la puissance de la pompe utilisée soit appropriée pour prendre en compte la résistance hydraulique élevée due à la viscosité élevée. En résumé, pour les transformateurs refroidis en mode ON, la température de l'huile en haut des enroulements et celle du point chaud dans les enroulements pour les huiles esters seront toujours supérieures à celles de l'huile minérale [65].

Des essais de charges à puissance nominale (en anglais, *Heat Run Test*) conduits par plusieurs manufacturiers sur des transformateurs de puissances supérieures ou égales à 5MVA remplis d'huile ester naturel comparativement à leurs homologues remplis d'huile minérale ont donné les résultats suivants [6] :

- L'augmentation de la température moyenne est de 1 à 3°C.

- L'augmentation de la température de l'huile en haut des enroulements est de 3 à 5°C pour les transformateurs de faibles puissances et encore plus élevée pour les transformateurs de grandes puissances.
- La diminution de la température de l'huile en bas des enroulements est de 1 à 2°C pour les transformateurs de faibles puissances et encore plus faible pour les transformateurs de grandes puissances.
- L'augmentation de la température moyenne des enroulements est de 1 à 2°C pour les transformateurs de faibles puissances et encore plus élevée pour les transformateurs de grandes puissances.
- L'augmentation de la température du point chaud dans les enroulements est de quelques degrés pour les transformateurs de faibles puissances et peut atteindre 20 °C pour les transformateurs de grandes puissances.

Dans l'ensemble, les résultats des tests ont montré que les différences de température entre les transformateurs remplis d'huile minérale et les transformateurs remplis d'huiles esters naturels sont plus élevés pour les plus grands transformateurs et également plus élevée pour le mode ONAF que le mode ONAN. Des mesures expérimentales effectuées par R. Girgis et al [65] sur un transformateur de puissance de 50MVA ont montré que dans les transformateurs remplis d'huiles esters, l'augmentation de la température du point chaud dans le circuit magnétique et celles des autres parties métalliques sont supérieures de quelques degrés par rapport à leurs homologues remplis d'huiles minérales.

Pour les transformateurs remplis d'huiles esters synthétiques : des analyses et des mesures expérimentales ont montré que l'utilisation de l'ester Midel 7131 comme

liquide de refroidissement entraîne seulement une augmentation de quelques degrés de plus comparée à l'huile minérale en ce qui concerne la température des enroulements [45].

2.4 Sources de chaleur et refroidissement des transformateurs

2.4.1 Sources de chaleur

La chaleur dans le transformateur est produite par les différentes pertes. Les principales sources de chaleur dans le transformateur sont le circuit magnétique (pertes par hystérésis et par courant de Foucault) et les enroulements (pertes cuivre et par courant de Foucault) [66]. En effet, d'une part le circuit magnétique, en tant que matériau ferromagnétique, sous l'effet du champ d'induction magnétique variable décrit un cycle d'hystérésis et est aussi le siège de courants de Foucault. D'autre part, les courants primaire et secondaire circulant dans les enroulements entraînent des pertes cuivre. Du fait de la proximité des enroulements du circuit magnétique, ceux-ci sont soumis aux flux magnétiques alternatifs non canalisés dans le circuit magnétique (flux de fuite). Ces flux provoquent des courants de Foucault au sein des enroulements donc des pertes par courant de Foucault. À côté des principales sources de chaleur ci-dessus mentionnées, les parties métalliques (cuve, etc.) constituent elles aussi des sources de chaleur secondaires (pertes par courant de Foucault). Comme le présente la Figure 2-12, les pertes peuvent être classées en deux groupes : les pertes à vide (*no-load loss*) et les pertes en charge (*load loss*). Les pertes à vide prennent en compte les pertes liées au circuit magnétique (pertes par hystérésis et par courant de Foucault) et celles en charges prennent en compte les pertes liées aux enroulements (pertes cuivre et par courant de Foucault) et aux structures métalliques.

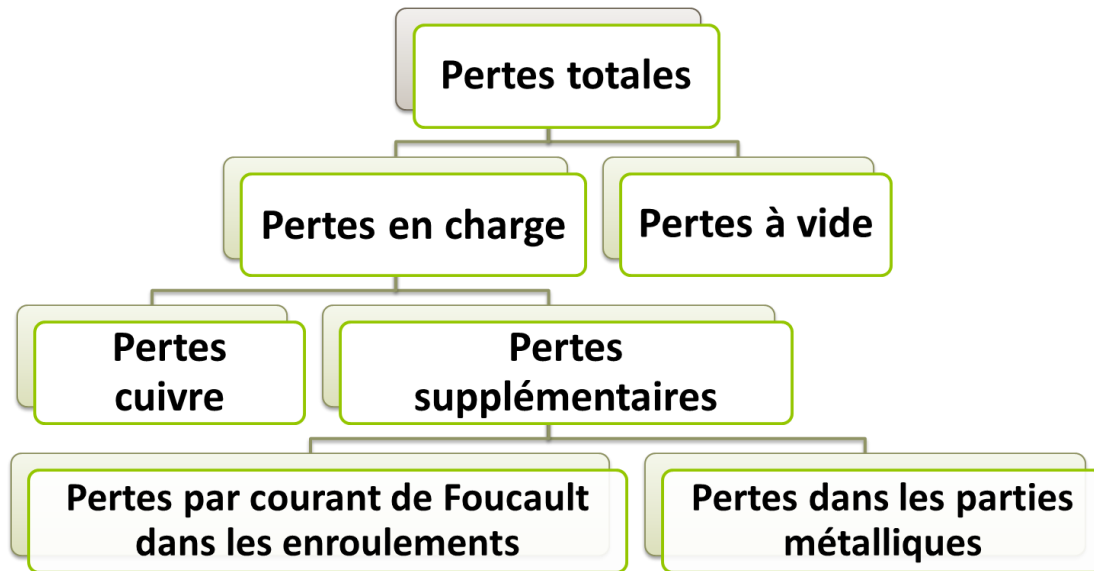


Figure 2-12 : Classification des pertes dans le transformateur [67].

2.4.2 Détermination des pertes

La détermination des pertes dans un transformateur se fait principalement de trois manières:

- Essais expérimentaux;
- Méthodes analytiques;
- Simulations numériques.

L'objectif de ce travail de recherche ne consistant pas à faire de la modélisation et de la simulation numériques électromagnétiques pour la détermination des pertes, alors les deux premières méthodes seront présentées à titre d'illustration.

2.4.2.1 Essais expérimentaux

Deux types d'essais sont utilisés [68]: l'essai à vide et l'essai en charge. L'essai à vide qui consiste à alimenter le primaire du transformateur et à garder son secondaire sans charge permet de déterminer l'ensemble des pertes à vide par la mesure de la puissance à l'aide de wattmètres. Et l'essai en court-circuit qui consiste à alimenter le

primaire du transformateur à tension réduite tout en mettant son secondaire en court-circuit permet de déterminer les pertes en charge.

2.4.2.2 Méthodes analytiques

Plusieurs formules existent permettant de calculer de façon analytique les différentes pertes, nommément les pertes cuivre et les pertes par courants de Foucault dans les enroulements, les pertes fer (pertes par hystérésis et par courants de Foucault) dans le circuit magnétique.

- **Pertes cuivre dans les enroulements**

Les pertes Joules totales dans un transformateur triphasé incluent celles des enroulements haute et basse tension (équation (2.1)).

$$P_{dc} = P_{CBT} + P_{CHT} = 3 \times [R_{BT}I_{BT}^2 + R_{HT}I_{HT}^2] \quad (2.1)$$

Dans l'équation (2.1), les résistances varient avec la température. Cette variation est exprimée par les équations (2.2) et (2.3) ou les équations empiriques (2.4) et (2.5).

$$R_{HT} = R_{0HT}[1 + \alpha(T - T_0)] \quad (2.2)$$

$$R_{BT} = R_{0BT}[1 + \alpha(T - T_0)] \quad (2.3)$$

$$R_{HT} = \frac{235+T}{235+T_0} R_{0HT} \quad (2.4)$$

$$R_{BT} = \frac{235+T}{235+T_0} R_{0BT} \quad (2.5)$$

- **Pertes par courant de Foucault dans les enroulements**

Ces pertes s'expriment en fonction des pertes cuivre selon l'expression (2.6) donnée par K. Karsai et al [69].

$$P_e = \sum \frac{N_R^2 - 0.2}{9} \cdot \zeta^4 \cdot P_{dc} \quad (2.6)$$

- **Pertes fer (courant de Foucault et par hystérésis) ou pertes à vide dans le circuit magnétique**

Plusieurs formules avec une approche académique sont utilisées [70, 71], mais dans le milieu industriel (manufacturiers), la formule empirique couramment utilisée est donnée par l'équation (2.7).

$$P_{NLL} = W_t K_b w \quad (2.7)$$

Dans l'optique de la modélisation thermofluidique, l'ensemble des pertes dans le transformateur constitue la source de chaleur à implanter dans le modèle numérique.

2.4.3 Effet de la température sur la durée de vie du transformateur

Les différentes pertes dans le transformateur produisent la chaleur. Cette chaleur entraîne une augmentation de la température, cette dernière accélère le vieillissement du système d'isolation. La température du point chaud représente un facteur dominant en ce qui concerne le taux de dégradation de l'isolation solide (papier). Cette température peut donc affecter la durée de vie utile du transformateur. Le guide IEEE C57.91-2011 [72] donne une équation empirique (équation 2.8) de la durée de vie de l'isolation solide (papier cellulose thermiquement stabilisé) dans l'huile minérale en fonction de la température du point chaud.

$$\text{Durée de vie normale par unite de l'isolation} = 9,8 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{T_{max}+273}\right)} \quad (2.8)$$

Cette équation est relativisée (normalisée) avec la durée de vie normale de l'isolation d'un transformateur à 110°C comme valeur de la température du point chaud (l'isolation composée du papier cellulose thermiquement stabilisé et de l'huile minérale fonctionne en permanence avec une augmentation de la température du point chaud de 80°C au-dessus d'une température ambiante de 30°C). Dans ces conditions de fonctionnement, la durée de vie normale du transformateur est de 180 000 heures, soit

20,55 années [72, 73]. La représentation graphique de l'équation 2.8 est donnée sur la Figure 2-13.

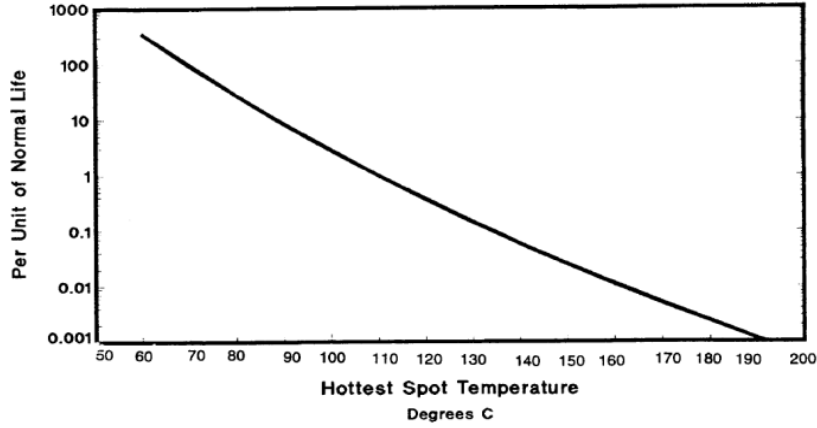


Figure 2-13 : Durée de vie de l'isolation solide (papier cellulose) d'un transformateur en fonction de la température du point chaud [72].

Sur la Figure 2-13, on peut observer que la durée de vie normale du transformateur (1 pu: par unité) correspond à une température du point chaud de 110 °C.

De plus la norme indique un facteur d'accélération de vieillissement [72], donné par l'équation 2.9 et représenté sur la Figure 2-14 en fonction de la température du point chaud.

$$F_{aa} = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{T_{max}+273}\right)} \quad (2.9)$$

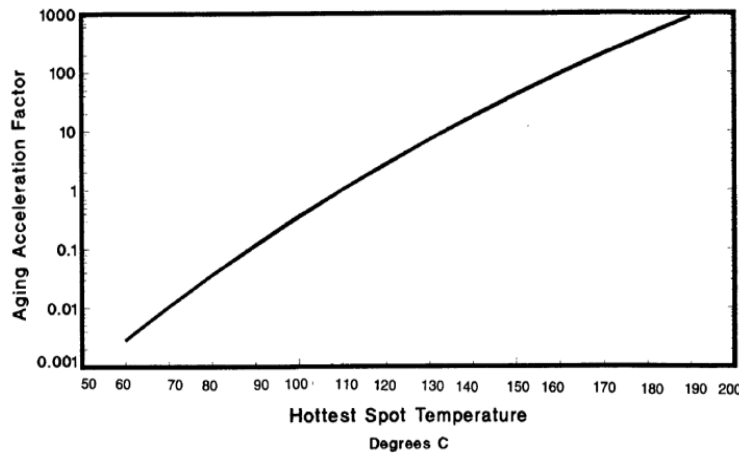


Figure 2-14 : Facteur d'accélération de vieillissement en fonction de la température du point chaud [72].

À partir de l'équation 2.9 et aussi de la Figure 2-14, une valeur de F_{aa} égale à 1 correspond à une valeur la température du point chaud (T_{max}) de 110 °C. Une augmentation de 7°C de la valeur de T_{max} double la valeur de F_{aa} , ce qui signifie que la durée de l'isolation est réduite de moitié.

Une étude menée par J. Luksich a permis de démontrer que la durée de vie du papier cellulose associé à l'huile NE est supérieure à celle du même papier associé à l'huile MO. La Figure 2-15 présente ce résultat.

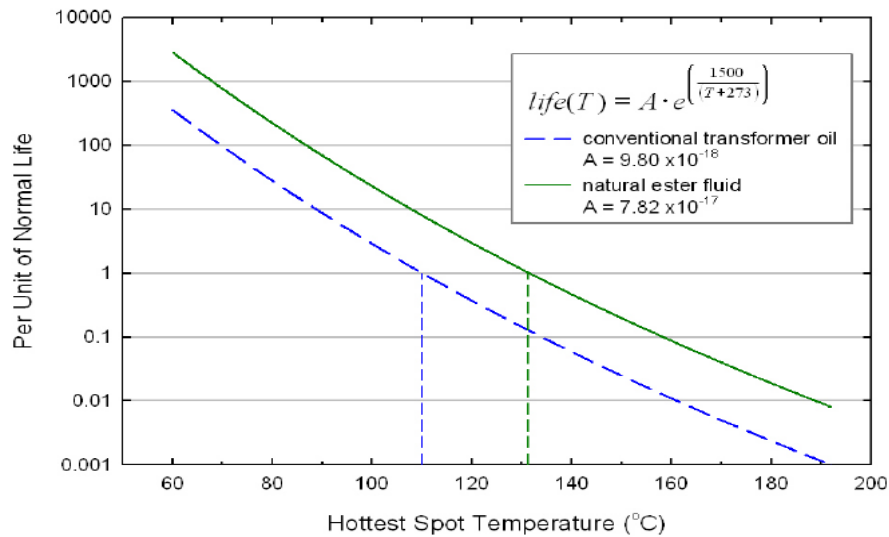


Figure 2-15 : Durée de vie de l'isolation solide (papier cellulose) d'un transformateur en fonction de la température du point chaud : comparaison entre l'huile MO [72] et l'huile NE [11].

Selon la Figure 2-15, la durée de vie normale du papier cellulose associé à l'huile MO correspond à $T_{max} = 110$ °C. Par contre, celle associée à l'huile NE correspond à $T_{max} = 131$ °C. Si le papier cellulose associé à l'huile NE est utilisé à $T_{max} = 110$ °C, sa durée de vie normale serait huit fois celle du papier cellulose associé à l'huile MO à la même température. Cet excellent résultat à mettre à l'actif des huiles alternatives vient compléter les bonnes propriétés de ces huiles (point de feu et d'éclair élevés, biodégradabilité).

2.4.4 Modes de refroidissement et types d'écoulement dans les enroulements des transformateurs

La chaleur produite principalement par les enroulements et le circuit magnétique doit être évacuée de façon efficace au risque de détruire l'isolation solide (papier) et donc d'affecter la durée de vie utile du transformateur. Le refroidissement du transformateur doit être fait de sorte à maintenir les différentes températures et en particulier celle du point chaud en dessous des limites prescrites par les normes [72, 74]. Le mode de refroidissement est représenté par un ensemble de quatre lettres qui définissent les milieux interne et externe ainsi que le mécanisme de circulation.

Le refroidissement des transformateurs est assuré par une circulation appropriée de l'huile et un échange de chaleur entre l'huile et l'air ambiant à travers les radiateurs. Selon que l'échange de chaleur se fasse par convection naturelle ou qu'il soit forcé par des moyens mécaniques, cinq principaux modes de refroidissement peuvent être identifiés [74] :

-ONAN (Huile non forcée et Air non forcé);

La Figure 2-16 illustre le mode de refroidissement ONAN. Dans ce mode, l'écoulement de l'huile n'est pas forcé, il est assuré par la force de poussée ou de flottabilité. Cette force est due à la diminution de la masse volumique de l'huile du fait de l'augmentation de la température. L'évacuation de la chaleur par les radiateurs dans l'air ambiant se fait par convection naturelle sans ventilateurs.

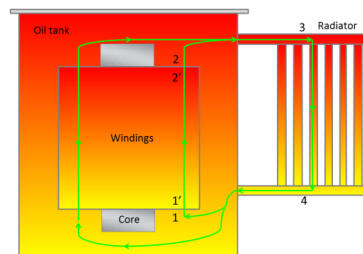


Figure 2-16 : Mode de refroidissement ONAN (Huile non forcée et Air non forcé) [75].

-ONAF (Huile non forcée et Air forcé);

La Figure 2-17 présente le mode de refroidissement ONAF. Le mode de circulation de l'huile est identique au cas ONAN et des ventilateurs sont montés sur les radiateurs afin de forcer l'air pour une meilleure évacuation de la chaleur.

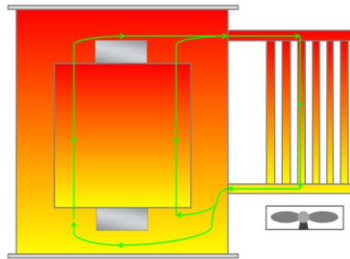


Figure 2-17 : Mode de refroidissement ONAF (Huile non forcée et Air forcé) [75].

-OFAF (Huile forcée et Air forcé);

La Figure 2-18 illustre le mode de refroidissement OFAF. Dans ce mode, l'écoulement de l'huile est forcé à l'aide de pompes et des ventilateurs sont montés sur les radiateurs afin de forcer l'air pour une meilleure évacuation de la chaleur.

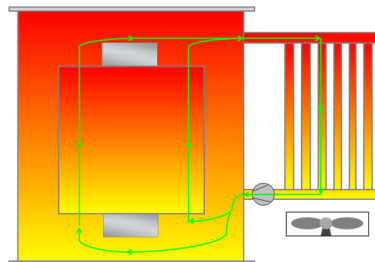


Figure 2-18 : Mode de refroidissement OFAF (Huile forcée et Air forcé) [75].

-ODAF (Huile dirigée et Air forcé);

La Figure 2-19 illustre le mode de refroidissement ODAF. Dans ce mode, l'huile est forcée à l'aide de pompes et de plus canalisée vers les enroulements. Des ventilateurs sont montés sur les radiateurs afin de forcer l'air pour une meilleure évacuation de la chaleur.

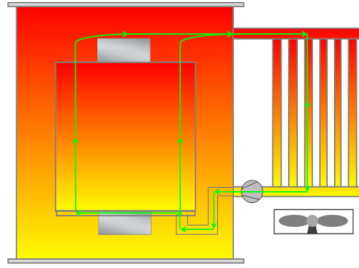


Figure 2-19 : Mode de refroidissement ODAF (Huile dirigée et Air forcé) [75].

-OFWF (Huile forcée et Eau forcée)

La Figure 2-20 illustre le mode de refroidissement OFWF. Dans ce mode, l'écoulement de l'huile est forcé à l'aide de pompes et de l'eau froide est forcée à circuler autour des tuyauteries des radiateurs afin d'absorber la chaleur évacuée par celles-ci.

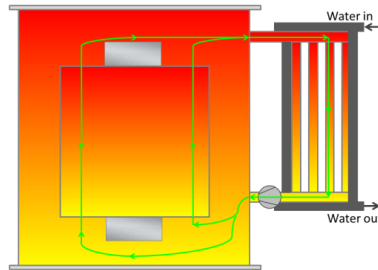


Figure 2-20 : Mode de refroidissement OFWF (Huile forcée et Eau forcée)[75].

À côté des modes de refroidissement, il y a en général deux principaux types d'écoulement au sein des enroulements des transformateurs: l'écoulement non dirigé et l'écoulement en zigzag (Figure 2-21) dans lequel l'huile refroidissante est forcée de pénétrer dans les canaux horizontaux des enroulements à l'aide de guides. Le deuxième type est le plus utilisé, car il permet une meilleure évacuation de la chaleur produite au sein des enroulements.

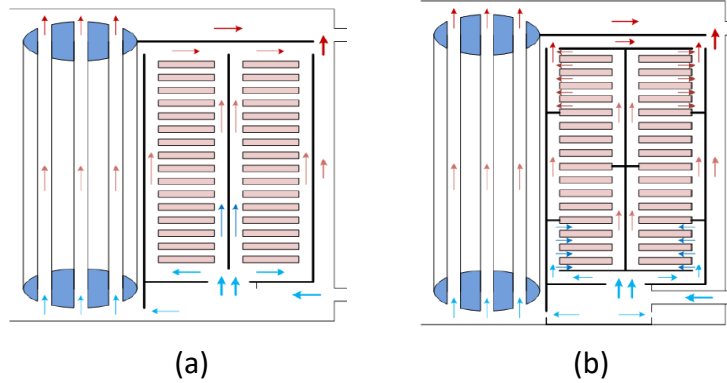


Figure 2-21: Types d'écoulement dans les enroulements-(a) écoulement non dirigé (b) l'écoulement dirigé ou en zigzag [67].

2.5 Modélisation et simulation thermofluidiques des transformateurs de puissance

Une modélisation thermofluidique d'un transformateur a pour but d'étudier les performances thermiques de celui-ci. En d'autres termes cela consiste à évaluer la capacité de refroidissement du fluide isolant. Selon le groupe de travail «Working group A2.24» [76], cette évaluation doit prendre en compte la détermination de la température moyenne des enroulements, de la température moyenne de l'huile et la valeur de la température du point le plus chaud. Comme température et vitesse sont fortement liées, il est aussi important de mettre en évidence la distribution de la vitesse et celle de la température. Par ailleurs, les normes IEC 60076-2 [77] et IEC 60076-7 [78] recommandent des limites de température à ne pas dépasser en ce qui concerne l'augmentation de la température de l'huile en haut des enroulements par rapport à la température ambiante, de l'augmentation de la température moyenne des enroulements par rapport à la température ambiante et de l'augmentation de la température du point chaud par rapport à la température ambiante.

Dans cette section les différentes approches de la modélisation sont présentées dans un premier temps et les résultats d'études pertinentes relativement à notre projet

de recherche sont ensuite présentés. Ces études sont organisées en deux parties : les modélisations thermofluidiques des transformateurs refroidis avec de l'huile minérale et les modélisations thermofluidiques des transformateurs refroidis avec les huiles alternatives.

2.5.1 Différentes approches

Dans le passé et même jusqu'aujourd'hui, des formules empiriques indiquées dans des normes IEEE et IEC [77, 78] ont été utilisées pour prédire la distribution de la température dans les transformateurs et aussi pour déterminer la valeur de la température du point chaud ainsi que sa position. Cependant ces formules ont des limites inhérentes [79]. L'avènement de puissantes ressources informatiques a permis aux chercheurs et aux ingénieurs de mettre en œuvre des outils très pointus de simulations numériques permettant d'étudier de façon plus détaillée le comportement thermique des transformateurs de puissance. Les deux techniques couramment utilisées sont le modèle de réseau thermohydraulique (en anglais, *THNM: Thermal Hydraulic Network Model*) et la mécanique des fluides numérique (MFN), le plus souvent désignée par le terme anglais *Computational Fluid Dynamics (CFD)*. La première technique utilise des formules analytiques et empiriques [66, 80-82] pour évaluer la vitesse du fluide, les coefficients de transfert de chaleur et la température dans les disques d'enroulements. Quoique cette première technique soit simple d'utilisation et rapide en termes de temps d'exécution, elle ne permet pas d'avoir des résultats précis et détaillés. En effet, elle ne permet pas de mettre en évidence les phénomènes de trainées et de plumes de chaleur dans les canaux horizontaux et verticaux au sein des

enroulements. Ces phénomènes sont en partie responsables des surchauffes localisées au sein des enroulements [83, 84].

La deuxième technique (MFN) est basée sur la résolution des équations de Navier Stokes (équations de la conservation des masses (équation 2.10) et du mouvement (équation 2.11)) et de l'équation de la conservation de l'énergie (équation 2.12).

$$\nabla \cdot (\rho_f \mathbf{u}) = 0 \quad (2.10)$$

$$\rho_f (\mathbf{u} \cdot \nabla) \mathbf{u} = \nabla \cdot \left[-pI + \mu_f (\nabla \mathbf{u} + (\nabla \mathbf{u})^T) - \left(\frac{2\mu}{3} \right) (\nabla \cdot \mathbf{u}) I \right] + F \quad (2.11)$$

$$\rho_f C_{pf} \mathbf{u} \nabla T = \nabla \cdot (k_f \nabla T) + Q \quad (2.12)$$

Cette technique utilise une discrétisation spatiale très fine permettant de mettre en évidence d'une part les détails de l'écoulement à travers les canaux de circulation de l'huile et d'autre part les détails de la distribution de la température dans le fluide et dans les enroulements. Cette technique permet aussi de mettre en évidence les phénomènes de trainées et de plumes de chaleur dans les canaux horizontaux et verticaux au sein des enroulements. Cela permet faire une analyse approfondie et d'avoir une compréhension plus complète du comportement thermique du transformateur. En somme, cette deuxième technique donne des résultats beaucoup plus précis comparés à la première technique. Les principales méthodes numériques utilisées dans le cas de la MFN sont la méthode des volumes finis et la méthode des éléments finis. Plusieurs logiciels commerciaux basés sur la MFN existent.

Dans ce présent travail de recherche, la MFN a été retenue et le logiciel commercial COMSOL Multiphysics 4.3a basé sur la Méthode des Éléments Finis (MEF) a été choisi.

2.5.2 Modélisations et simulations thermofluidiques des transformateurs refroidis avec les huiles minérales: État d'avancement des travaux de recherche

- **Torriano et al.** [85] de l'IREQ au Canada ont développé un modèle numérique thermofluidique afin d'étudier les paramètres affectant la distribution de la température dans les enroulements en disque d'un transformateur installé sur le réseau électrique d'Hydro-Québec. L'étude a été faite en convection naturelle ($u < 0,1 \text{ m/s}$). De plus, lors de travaux de réparation sur ledit transformateur, des essais ont été conduits permettant de définir les conditions aux limites pour la calibration et la validation du modèle numérique. La Figure 2-22 présente une image des enroulements du transformateur réel, on y voit les conducteurs en cuivre isolés avec le papier, les espaceurs, les baguettes, les canaux horizontaux (CH) et verticaux (CV).

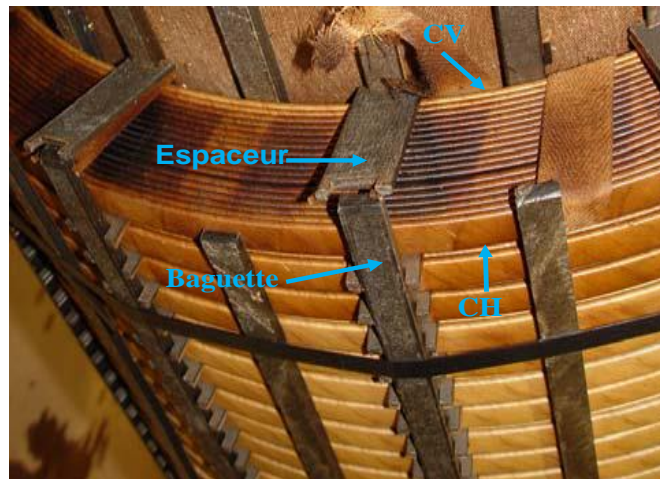


Figure 2-22: Image des enroulements basse tension du transformateur réel de Torriano et al [85].

Les résultats indiquent que la dynamique des traînées et des plumes de chaleur dans les canaux horizontaux et verticaux autour des disques d'enroulements a un impact notable sur la distribution de la température dans les enroulements, ainsi que sur la valeur et la position du point chaud.

- **W. Wei [67]** a développé un modèle thermohydraulique calibré par un modèle numérique avec le logiciel commercial ANSYS-CFX. Les résultats indiquent que lorsque le nombre de barrières de guide (chicanes) d'huile est doublé, la température des enroulements est significativement réduite tout en n'entraînant qu'une faible réduction du débit d'entrée de l'huile, de l'ordre de 7,8% dû à l'augmentation de la résistance hydraulique.

- **E. J. Kranenborg et al [84]** ont développé un modèle numérique pour caractériser la distribution de la vitesse et de la température dans un transformateur à enroulements en disques. Trois types d'écoulements ont été étudiés (convection naturelle(ON), forcée(OF) et dirigée(OD)) avec ou sans la force de flottabilité. Les différentes vitesses d'entrée et des termes source, utilisées sont indiquées dans le Tableau 2-10.

Tableau 2-10 : Valeurs des vitesses d'entrée et des termes source de E. J. Kranenborg et al [84].

Case	Cooling mode	Heat source (W/m ³)	Inlet velocity (m/s)
I	OF	472190	0,069
II	ON	472190	0,045
III	OD	1375324	0.2

Les résultats indiquent que la force de flottabilité a une grande influence sur la distribution de la vitesse dans les différents canaux de circulation de l'huile d'une part et d'autre part sur celle de la température au sein des enroulements. Comme on peut le voir sur la Figure 2-23 pour le cas II en convection naturelle (ON), en présence de cette force, les températures sont plus faibles (Figure 2-23b) et l'inverse se produit en absence de cette force (Figure 2-23 a).

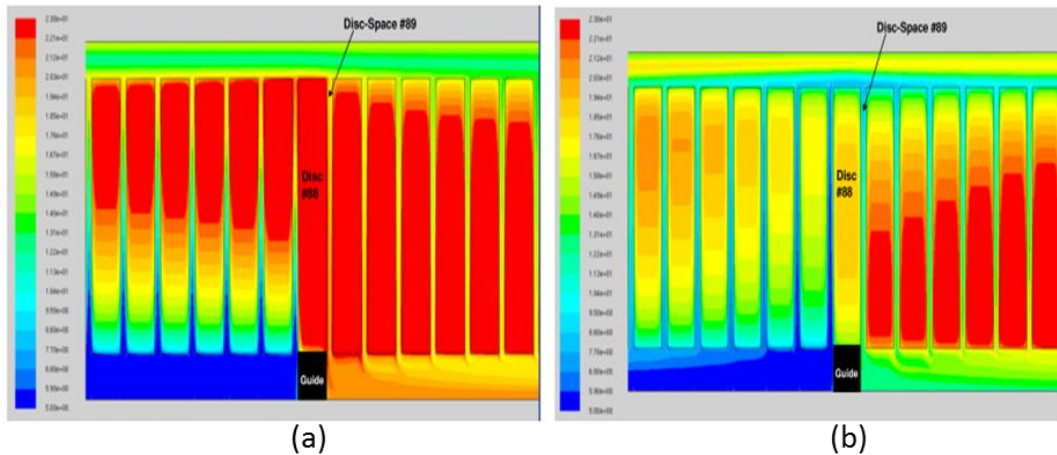


Figure 2-23: Distribution de la température dans le cas II (ON): (a) sans la force volumique, (b) avec la force volumique [84].

- **Alex skillen et al [83]** ont utilisé le code SATURNE développé par EDF (Électricité de France) pour étudier l'écoulement en convection naturelle du fluide refroidissant (huile) dans les enroulements « basse tension » d'un transformateur à enroulements en disques. Une caractéristique importante de ce type d'écoulement est la valeur élevée du nombre de Prandtl de l'huile minérale (>100). En effet, le nombre de Prandtl est égal au rapport entre la diffusivité thermique et la diffusivité du mouvement dans un fluide. Le profil de température dans le fluide est fortement influencé par le profil de vitesse lorsque ce nombre est élevé [85]. Les résultats indiquent une présence de trainées de chaleur (*hot streaks* en anglais) dans certains canaux horizontaux de refroidissement des enroulements. Cela semble être dû à une distribution non homogène de la vitesse autour des disques d'enroulements, ce qui a pour conséquence une distribution non homogène de la température dans le fluide. Ces trainées de chaleur sont responsables de surchauffes localisées qui causent la dégradation thermique du papier.

2.5.3 Modélisations et simulations thermofluidiques des transformateurs refroidis avec les huiles alternatives: État d'avancement des travaux de recherche

- **G. J. Pukel et al.** [86] de la compagnie SIEMENS en Australie, indiquent que les modèles thermiques empiriques utilisés pour la détermination de la distribution de la température sont fiables si et seulement si les propriétés des huiles sont supposées constantes. Pour utiliser les huiles alternatives, l'ensemble du système de refroidissement et les propriétés thermiques et fluidiques sont à considérer. Les auteurs présentent des résultats de simulation de la distribution de la température dans les enroulements pour une huile minérale, une huile végétale et une huile ester synthétique (Figure 2-24) pour un écoulement en convection naturelle. L'huile végétale présente la valeur de température la plus élevée en ce qui concerne le point le plus chaud. Comme le point le plus chaud dépend des propriétés des huiles, les auteurs recommandent une légère modification dans la conception des enroulements.

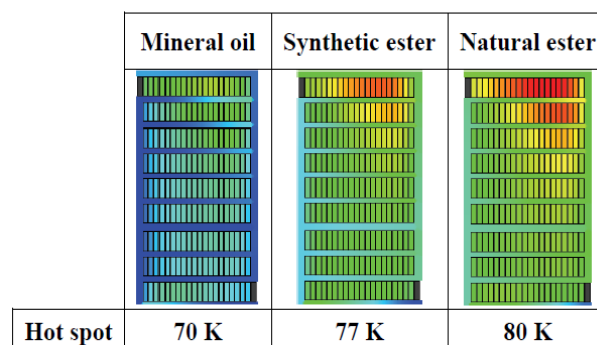


Figure 2-24: Distribution de la température dans les enroulements pour différentes huiles de G. J. Pukel et al [2].

- **R. Girgis et al** [7] de la compagnie ABB aux É.-U. ont effectué des mesures sur un transformateur de caractéristiques: 30/40/50 MVA, 141/13kV; ONAN/ONAF1/ONAF2 dans le but de comprendre le comportement thermique de

l'ester naturel comparé à l'huile minérale. À cet effet des capteurs de température à fibre optique ont été installés à diverses positions afin de mesurer: la température de l'huile en bas (T_{boil}) et au-dessus (T_{topoil}) des enroulements ainsi que la température du point chaud dans les enroulements (T_{max}). Les tests ont été effectués pour les modes ONAN/ONAF2. Les résultats indiquent que: la température T_{topoil} de l'huile NE est supérieure de quelques degrés à celle de l'huile MO et le contraire a été obtenu pour T_{boil} ; la température T_{max} de l'huile NE est supérieure à celle de l'huile MO. Les résultats concernant T_{max} et T_{topoil} peuvent s'expliquer par le fait que l'huile NE a une viscosité plus élevée. En ce qui concerne T_{boil} , le résultat peut s'expliquer par le fait que l'huile NE avec une viscosité plus élevée circule très lentement dans le radiateur et comme cette huile a une conductivité thermique et une chaleur spécifique plus élevées par rapport à l'huile MO, elle bénéficie donc d'un meilleur refroidissement avant de sortir du radiateur.

- **J. Hajek et al.** [87] de la compagnie ABB Suède, ont fait une analyse des propriétés thermofluidiques des esters comparées à l'huile minérale. Il ressort de cette analyse que la très grande viscosité des esters naturels ralentit leur écoulement à travers les enroulements, le circuit magnétique et le système de refroidissement. Cela favorise l'augmentation de la valeur de la température du point chaud. À l'opposé, les esters présentent de meilleures propriétés thermiques, mais celles-ci ne compensent que très faiblement l'impact négatif de leur viscosité élevée. Les auteurs préconisent l'optimisation de la conception des enroulements, du circuit magnétique et du système de refroidissement. Une modélisation thermique a été réalisée pour étudier la vitesse d'écoulement de l'huile végétale BIOTEMP® dans les différents canaux horizontaux

et la distribution de la température dans les enroulements en disque. Les vitesses des huiles dans les différents canaux horizontaux sont présentées à la Figure 2-25-a tandis ceux de l'évolution de la température sont présentés à la Figure 2-25-b. La Figure 2-25-a montre que les vitesses associées à l'huile BIOTEMP® dans les différents canaux horizontaux sont plus faibles que celles associées à l'huile minérale, cette observation est probablement liée à la viscosité élevée de l'huile végétale BIOTEMP®. La Figure 2-25-b montre que les températures associées à l'huile minérale sur l'ensemble des disques sont plus faibles que celles associées à l'huile BIOTEMP®, cette observation est probablement liée à la faible viscosité de l'huile minérale qui favorise sa capacité à évacuer la chaleur.

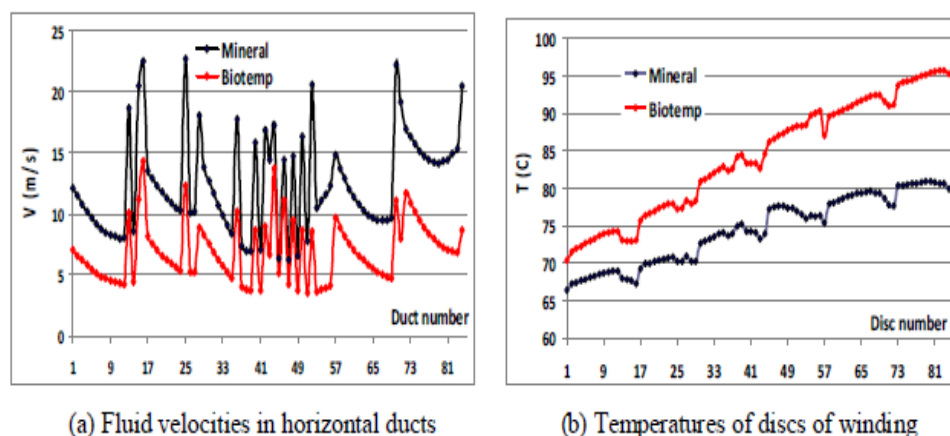


Figure 2-25: Vitesses dans les canaux horizontaux (a) et températures dans les enroulements (b) de J. Hajek et al [87].

- **Tae-Won Park et Seong Ho Han [88]** ont comparé les capacités de refroidissement en écoulement ONAN des huiles NE et SE, candidates comme huiles alternatives à l'huile MO. Ils ont réalisé une étude numérique, suivie d'une étude expérimentale sur deux transformateurs: un transformateur de puissance (66 kV, 16.5 MVA) et un transformateur de distribution (22 kV, 2.3 MVA). Les résultats indiquent que la température T_{hotspot} de l'huile NE est supérieure à celle de l'huile MO de 24% et

la température T_{hotspot} de l'huile SE est supérieure de 14%. Les résultats pour les vitesses d'entrée du fluide dans les enroulements sont regroupés dans le Tableau 2-11.

Tableau 2-11 : Valeurs de la vitesse d'entrée des huiles en écoulement naturel de Tae-Won Park et Seong Ho Han [88].

Transformateur de distribution			Transformateur de puissance		
Huile MO	Huile NE	Huile SE	Huile MO	Huile NE	Huile SE
1,28kg/s	0,65kg/s	0,79kg/s	1,13kg/s	0,58 kg/s	0,68kg/s

D'après ces résultats, les vitesses des huiles NE et SE correspondent respectivement à 50% et à 60% de celle de l'huile MO. Cela s'explique par les viscosités élevées des huiles NE et SE.

- **Fernando Delgado et al [15, 17]** ont développé un modèle numérique en 3D d'une section d'enroulements de transformateur à l'aide du logiciel commercial COMSOL 4.2 pour comparer la capacité de refroidissement de l'huile minérale Nynas Nitro 10GBN neuve et d'une huile ester naturel typique neuve en écoulement ONAN. Les résultats indiquent que l'huile végétale présente des valeurs de température plus élevée comparée à celles de l'huile minérale dans les enroulements. Selon les auteurs, du point de vue de la performance thermique l'huile ester naturel ne peut pas remplacer l'huile minérale.

- **Ramón Lecuna [89]** ont comparé les comportements thermofluidiques des huiles MO, NE et SE à l'aide d'un modèle numérique dans le but de mettre en évidence leurs capacités de refroidissement en écoulement ONAN. Les paramètres T_{hotspot} , h (coefficient de transfert de chaleur) et P (critère de refroidissement) ont été évalués. Selon les résultats, il ressort que MO est l'huile la plus refroidissante, vient ensuite la SE et enfin la NE.

- **Fernández Inmaculada et al [12]** montrent à l'aide d'un modèle numérique thermofluidique que l'huile MO a une meilleure capacité de refroidissement comparée aux huiles NE et SE en écoulement ONAN. Néanmoins, ils démontrent à l'aide de mesures du DP pour des températures de 110, 120 et 130°C que le papier associé à l'huile NE est moins dégradé que celui associé à l'huile MO. Ce résultat semble indiquer que malgré que l'huile NE présente des températures du point chaud plus élevées dans les enroulements, cela pourrait ne pas constituer un danger pour l'isolant papier donc pour la durée de vie utile du transformateur.

Toutes les études mentionnées ci-dessus (sections 2.6.3 et 2.6.4) ne traitent que des huiles neuves telles que livrées par les manufacturiers alors que le processus de dégradation (vieillissement) de l'huile est amorcé dès que l'huile est injectée dans la cuve du transformateur avant même la mise sous tension de celui-ci. Ce présent projet de thèse traite de la problématique associée à l'impact du vieillissement des huiles alternatives sur leur capacité de refroidissement comparativement à l'huile minérale.

2.6 Diélectrophorèse

Dans un transformateur de puissance rempli d'huile minérale, la diélectrophorèse est responsable de l'attraction au sein des enroulements de la boue formée dans l'huile au cours du vieillissement. Dans cette section, le principe de la diélectrophorèse ainsi que son action au sein des enroulements seront présentés.

2.6.1 Principe

La diélectrophorèse désigne un mouvement de matière (particules solides, liquides ou gazeuses) dans un fluide résultant de la polarisation dans un champ électrique non homogène (variable dans l'espace): la particule polarisée constitue un

dipôle induit par le champ sur lequel s'exerce une force. Cette force est appelée force diélectrophorétique. L'expression de cette force est donnée par l'équation 2.13 [90-92].

$$\vec{F}_{DEP} = 2\pi\epsilon_m r^3 \text{Re}[K(\omega)] \nabla \vec{E}^2 \quad (2.13)$$

Où $K(\omega)$ désigne le facteur de Clausius-Mossotti. Le signe de ce facteur détermine le type de diélectrophorèse (DEP) :

- $\text{Re}[K(\omega)] > 0$: correspond à la DEP positive «pDEP» (les particules sont attirées vers les zones de fort champ électrique).

- $\text{Re}[K(\omega)] < 0$: correspond à la DEP négative «nDEP» (les particules sont attirées vers les zones de faible champ électrique).

Pour l'étude de l'impact de la présence de boue (produits finaux du phénomène d'oxydation de l'huile isolante) dans les enroulements des transformateurs de puissance, c'est la «pDEP» qui est appropriée.

2.6.2 Effet de la force diélectrophorétique sur la position de la boue dans les transformateurs

Les produits finaux résultant de l'oxydation de l'huile MO sont des alcools, des aldéhydes, des cétones, des esters, des acides, de l'eau, des oxydes de carbone et des hydrocarbures légers [93]. Il se produit aussi des peroxydes qui sont des produits intermédiaires du processus d'oxydation. L'action de tous ces produits d'oxydation entraîne la formation de boue. Sous l'influence du champ électromagnétique, cette boue est attirée dans les enroulements et contribue à obstruer les conduits (canaux) de circulation de l'huile [94]. Cette attraction de la boue est due à l'effet de la force diélectrophorétique, dont le principe a été présenté à la section 2.6.1.

2.7 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la revue de la littérature. Après la présentation générale des transformateurs de puissance, l'état de l'art a été fait en ce qui concerne les huiles à PFE (huiles candidates au remplacement de l'huile MO). Il ressort de cet état de l'art que les huiles alternatives largement utilisées dans les transformateurs de distribution commencent à être utilisées dans les transformateurs de puissance. Quoique leurs viscosités élevées réduisent considérablement leurs vitesses de circulation en convection naturelle au sein des enroulements entraînant des températures plus élevées, ces huiles semblent présenter l'avantage d'apporter une durée de vie plus élevée au papier cellulose [11]. La durée de vie du transformateur se trouve donc être améliorée, car celle-ci est liée à celle du papier. Par la suite, l'effet de la température du point chaud sur la durée de vie du transformateur a été exposé ainsi les modes de refroidissement. Quelques résultats d'études pertinentes relativement à notre projet de recherche concernant la modélisation thermofluidique des transformateurs ont été présentés. Enfin, l'effet de la force diélectrophorétique sur le positionnement de la boue dans un transformateur refroidi à l'huile MO a été présenté.

Chapitre 3 : ÉTUDE EXPÉRIMENTALE

3.1 Introduction

Les principaux objectifs visés dans ce chapitre peuvent être résumés comme suit :

- Étudier l'impact du vieillissement thermique des huiles sur leurs propriétés physicochimiques et thermofluidiques,
- Rechercher des relations entre les paramètres thermofluidiques et les propriétés physicochimiques et enfin
- Développer des équations empiriques qui seront utilisées dans l'étude numérique multiphysique.

Pour ce faire, des vieillissements thermiques accélérés des huiles ont été effectués en laboratoire pour différentes durées, selon la norme ASTM D1934 [95]. À la suite des vieillissements, des mesures d'indicateurs de vieillissement (IFT, DDP, TUR) et de paramètres thermofluidiques (viscosité dynamique, masse volumique, conductivité thermique et la chaleur spécifique) ont été effectuées. L'ensemble des résultats expérimentaux est présenté et discuté dans les sections suivantes.

3.2 Procédure expérimentale

Les huiles étudiées sont : l'huile MO (Nytro-Lynx de la compagnie Nynas Canada), l'huile NE (Midel eN de la compagnie M&I Materials UK) et l'huile SE (Midel 7131 de la compagnie M&I Materials UK). La Figure 3-1 présente les différents équipements utilisés. La procédure expérimentale consiste à verser un litre de chaque huile (figure 3-1.b) dans un b cher en acier inoxydable (figure 3-1.c) de capacité de 2

litres. On y ajoute du cuivre (une plaque de 5cm×3cm pour chaque 800 ml d'huile (figure 3-1.a)) qui agit comme catalyseur métallique. Les bécjers sont ensuite mis dans un four à convection mécanique (figure 3-1.c) pour vieillissement thermique accéléré.

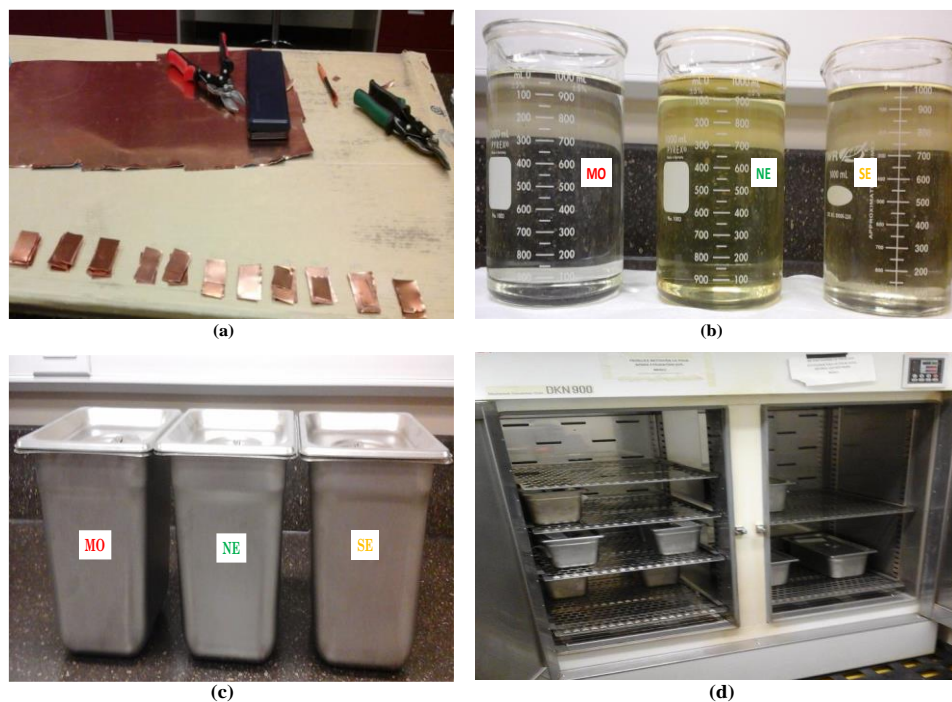


Figure 3-1 : Procédure expérimentale: (a)-cuivre (b)-huiles MO, NE, SE (c)-bécjers (d)-Four à convection.

Les vieillissements thermiques accélérés sont effectués pour huit durées, à savoir : 250, 500, 750, 1000, 1250, 1500, 2000 et 2500 heures. Pour chaque paramètre (IFT, DDP, TUR, viscosité dynamique, masse volumique, conductivité thermique et la chaleur spécifique) et pour chaque durée de vieillissement, la mesure expérimentale est effectuée trois fois à l'aide de trois échantillons d'huile. Une particularité à noter concernant les quatre derniers paramètres (viscosité dynamique, masse volumique, conductivité thermique et la chaleur spécifique) est que les mesures sont faites sur une plage de température de 20 à 140°C. Le but est de développer des équations empiriques en fonction de la température pour chaque type d'huile et pour chaque durée de

vieillissement. Ces équations seront implantées dans le modèle numérique en vue de développer l'étude numérique multiphysique.

3.3 Matériels et méthodes

Chaque paramètre (indicateur de vieillissement ou paramètre thermique ou fluide) est mesuré selon une norme ASTM. Cette section présente le principe de chaque test, la norme et l'équipement utilisé.

3.3.1 Four de vieillissement : DKN900 de Yamato

Le four utilisé pour les vieillissements thermiques des huiles est présenté à la Figure 3-2 . C'est un four à convection, la plage de réglage de température est de 5 à 210 °C avec précision de $\pm 1^{\circ}\text{C}$ [96].



Figure 3-2 : Four DKN900 de Yamato pour les vieillissements thermiques accélérés.

3.3.2 Bain thermostatique

Le bain thermostatique (Figure 3-3) sert au conditionnement des fluides en fixant la température. Sa plage de fonctionnement est de -20 à 200°C et sa capacité est de 1,5 gallon (6 L). La précision sur la valeur de la température est de $\pm 0,01^{\circ}\text{C}$. Ce bain a été

utilisé pour fixer la température lors des mesures de la viscosité dynamique et de la masse volumique dans une plage de température allant de 20 à 140°C.



Figure 3-3 : Bain thermostatique Isotemp 3016D de la marque Fisher Scientific.

3.3.3 Balance électronique (DENVER Instrument)

DENVER Instrument (Figure 3-4) est une balance de laboratoire de très grande précision. C'est la balance utilisée pour toutes les pesées lors des tests expérimentaux. Elle a une capacité maximale de 110 g.



Figure 3-4 : Balance de marque DENVER Instrument.

L'incertitude sur la mesure fournie par le fabricant est de $\pm 0,1$ mg.

3.3.4 Le turbidimètre pour la mesure de la turbidité (TUR)

Le turbidimètre utilisé pour les mesures de la turbidité est un modèle de laboratoire de référence 2100AN Hach (Figure 3-5) [97] conçu par HACH COMPANY. Il mesure la turbidité de 0 à 10000 NTU (Unité Néphélométrique de Turbidité) en mode de sélection automatique de gammes avec positionnement automatique du point décimal. Son principe de fonctionnement repose sur la néphélométrie. La néphélométrie est la mesure par photométrie de concentration de particules dans un liquide par diffusion à 90°. Il a la possibilité de mesurer soit le rapport lumière dispersée sur la lumière transmise (mode ratio), soit la lumière dispersée à 90° seule (mode sans ratio). La Figure 3-6 montre le système optique de base du turbidimètre 2100AN. Il comprend une lampe à filament de tungstène, des lentilles et diaphragmes pour focaliser la lumière, un détecteur pour la mesure de la lumière dispersée à 90°, un détecteur pour la mesure de lumière dispersée vers l'avant, un détecteur pour la mesure de lumière dispersée vers l'arrière et un détecteur de lumière transmise. Les quatre détecteurs de lumière offrent une bonne stabilité, une linéarité, une sensibilité et une faible lumière parasite. Les signaux de chaque détecteur sont mathématiquement combinés pour calculer la turbidité de l'échantillon. La turbidité est calculée à l'aide de l'équation 3.1 [98].

$$T = \frac{I_{90}}{d_0 \times I_t + d_1 \times I_{fs} + d_2 \times I_{bs} + d_3 \times I_{90}} \quad (3.1)$$

Où T est la turbidité, d_0 , d_1 , d_2 , d_3 les coefficients de calibration, I_{90} le courant du détecteur pour la mesure de la lumière dispersée à 90°, I_t courant du détecteur de la lumière transmise, I_{fs} le courant du détecteur pour la mesure de la lumière dispersée

vers l'avant, I_{bs} le courant du détecteur pour la mesure de la lumière dispersée vers l'arrière.



Figure 3-5 : Turbidimètre modèle 2100AN avec le flacon de mesure et la boîte de calibration.

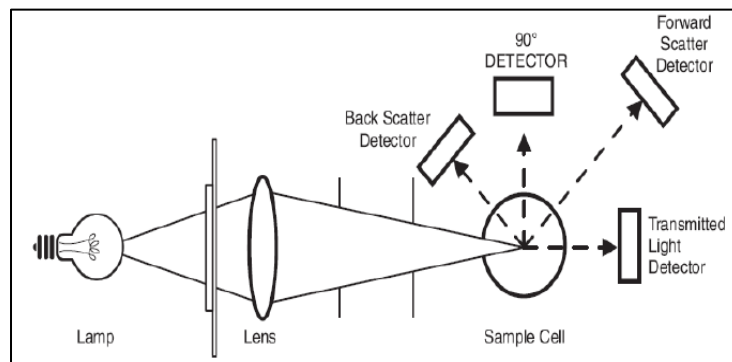


Figure 3-6 : Système optique de base du turbidimètre 2100AN [32].

La mesure de la turbidité se fait selon la norme ASTM D6181 [99]. Les étapes à exécuter de façon chronologique sont indiquées à la Figure 3-7: a) renverser 30ml d'huile dans le flacon; b) bien nettoyer le flacon; c) introduire le flacon dans la cellule de mesure et d) lire la valeur affichée.

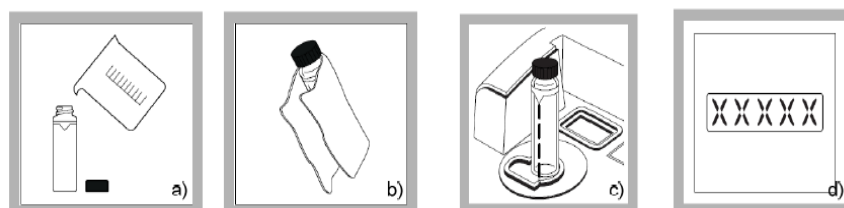


Figure 3-7 : Procédure de mesure de la turbidité [32].

Les incertitudes sur les mesures fournies par le fabricant sont : 0 à 1000NTU ($\pm 2\%$); 1000 à 4000NTU ($\pm 5\%$); 4000 à 10000NTU ($\pm 10\%$).

3.3.5 Le Spectrophotomètre T60 UV/Visible pour la mesure du DDP

Le spectrophotomètre T60 UV/Visible présenté à la Figure 3-8 et commercialisé par la compagnie Thurned a été utilisé pour la mesure des produits de décomposition dissous selon la norme ASTM D6802 [99]. C'est un appareil à double faisceaux dont l'un traverse l'échantillon et l'autre sert de parcours de référence. L'avantage des spectrophotomètres à double faisceaux réside dans le fait qu'ils permettent de faire des mesures différentielles entre l'échantillon et le blanc analytique. Ils sont préférables aux modèles mono-faisceau si les solutions sont troubles [100]. Entre l'émetteur et le récepteur optiques du spectrophotomètre, un emplacement libre est réservé pour y placer la cellule (cuve à usage unique de 2,5 ml), comme représenté à la Figure 3-8b. Le spectre est obtenu sur la plage de longueur d'onde allant de 360 à 600 nm en abscisses et en ordonnées, l'absorbance allant de 0 à 10 s.u. (avec s.u. : sans unité). La quantité relative de produits de décomposition dissous représente l'aire sous la courbe d'absorbance. Cette quantité est déterminée automatiquement par le logiciel commercial UVWin 5 software v5.2.0 associé au spectrophotomètre.

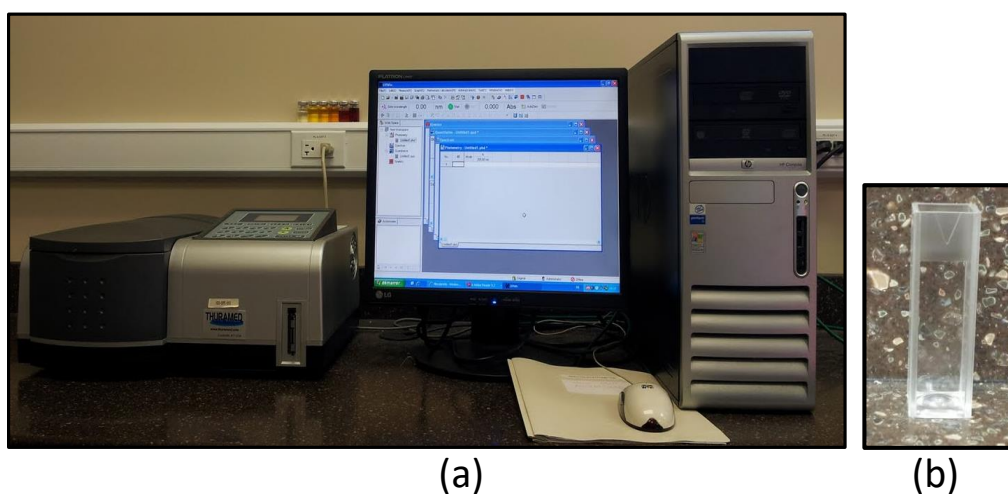


Figure 3-8 :(a)-Spectrophotomètre T60 UV/Visible permettant la mesure des produits de décomposition dissous (DDP) (b)-Cuve de mesure à usage unique de 2,5 ml.

La procédure de mesure consiste à :

- Faire le test de référence (*baseline* en anglais) avec la cuve vide;
- Injecter 2,5 ml de l'échantillon de l'huile sous test dans la cuve et lancer le test à la fin de la mesure de référence;
- Relever la courbe d'absorbance (Abs) et calculer l'aire (Abs*nm) sous la courbe en a.u. (unité aléatoire ou en anglais *arbitrary unit*).

L'incertitude sur la mesure déterminée par calcul est de 5%.

3.3.6 Tensiomètre de surface pour la mesure de la tension interfaciale

Il sert à mesurer la force en dynes/cm nécessaire à l'arrachement d'un anneau de platine à l'interface de l'huile sous test et de l'eau distillée. Cette force est appelée la tension interfaciale (IFT). La Figure 3-9 présente le tensiomètre de surface « Fischer Scientific »



Figure 3-9 : Tensiomètre de surface « Fischer Scientific » pour la mesure de la tension interfaciale (IFT) d'un liquide.

La procédure de mesure de la tension interfaciale est effectuée conformément à la norme ASTM D971 [99] . La méthode de mesure consiste à :

- Mettre 50 à 75 ml d'eau distillée dans un bécher à bec de 100 ml ;
- Déposer le bécher sur le plateau du tensiomètre ;

- Régler l'anneau au platiniun de sorte qu'il soit à une profondeur maximale de 6mm en dessous du niveau de l'eau distillée ;
- Injecter 20 ml de l'huile sous test dans le bécher ;
- Faire remonter l'anneau à l'aide de la manivelle jusqu'à qu'il sorte de l'huile et lire la valeur sur le cadran en dynes/cm.

L'incertitude sur la mesure représentant la moitié de la plus petite graduation sur le cadran est de ± 0.5 dynes/cm.

3.3.7 Viscosimètre à chute de bille pour la mesure de la viscosité dynamique

Le principe du viscosimètre à chute de bille consiste à mesurer le temps de chute d'une bille à l'intérieur d'un tube central rempli de l'échantillon de l'huile sous test. La mesure se fait selon la norme ASTM D445 [101]. La valeur de la viscosité dynamique (μ (mPa.s)) est déterminée à l'aide de l'équation 3.2.

$$\mu = K(\rho_1 - \rho_2)t \quad (3.2)$$

Avec K (mPa.s.cm³/g.s): facteur de calcul de la bille; ρ_1 (g/cm³): masse volumique de la bille; ρ_2 (g/cm³): masse volumique de l'huile et t(s): temps de chute de la bille.

Une image du viscosimètre et de sa boîte à billes est donnée à la Figure 3-10.

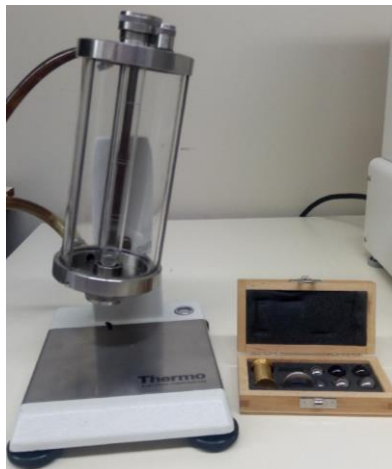


Figure 3-10 : Viscosimètre à chute de bille de type C de marque Thermo Electron Corporation.

La procédure de mesure de la viscosité dynamique est présentée comme suit:

- Injecter 40 ml de l'huile sous test dans le tube central;
 - Mettre la bille dans l'huile et attendre qu'elle descende jusqu'au fond du tube;
- Connecter le bain thermostatique (cf. Figure 3-3) au viscosimètre et régler la température désirée;
- Une fois la température désirée atteinte, retourner le viscosimètre et noter le temps de chute.
- L'incertitude sur la mesure obtenue par calcul est de $\pm 1,7\%$.

3.3.8 Fiole jaugée à ouverture rodée pour la mesure de la masse volumique

La mesure de la masse volumique se fait à l'aide d'une fiole jaugée à ouverture rodée de 25 ml (Figure 3-11) et de la balance DENVER Instrument (Figure 3-4). La fiole sert à fixer à 25 ml le volume de l'huile sous test et la balance est utilisée pour mesurer la masse de l'huile. La masse volumique est ensuite déduite par le rapport de la masse de l'huile sur son volume. La mesure se fait selon la norme ASTM D 1298-12b [102].



Figure 3-11 : Fiole jaugée à ouverture rodée de marque PYREX.

La procédure de mesure de la masse volumique est indiquée comme suit:

- Mettre le bain thermostatique (Figure 3-3) en marche et fixer la température désirée;

- Peser la fiole jaugée à ouverture rodée (m_0) à vide à l'aide de la balance (Figure 3-4);
- Injecter 25 ml de l'huile sous test dans la fiole jaugée à ouverture rodée;
- Disposer la fiole contenant l'huile dans le bain thermostatique pendant au moins 15 minutes;
- Peser la fiole contenant l'huile (m_1) une fois la température désirée atteinte ;
- Déterminer la masse volumique (équation 3.3).

$$\rho = \frac{(m_1 - m_0)}{v} \quad (3.3)$$

Avec ρ (g/ml): masse volumique de l'huile; m_0 (g), m_1 (g): masse fiole vide et masse fiole remplie; v (ml): volume de l'huile

L'incertitude sur la mesure déterminée par calcul est de $\pm 0,0011$ g/ml.

3.3.9 Analyseur de propriétés thermiques

L'analyseur permet de mesurer la conductivité thermique et l'effusivité thermique de différents matériaux (liquides, solides, poudres et pâtes) et de déduire par calcul la valeur de la chaleur spécifique. Le système de mesure conçu par la compagnie C-Therm utilise la technologie de source plane transitoire modifiée (en anglais, MTPS: Modified Transient Plane Source). Le principe de la technologie consiste à utiliser un capteur réflecteur thermique unilatéral et interfacial qui émet une source de chaleur constante et passagère sur l'échantillon. Le test est non destructif. L'analyseur est composé d'un capteur, d'un module électronique et d'un logiciel de contrôle installé sur un ordinateur. Dans le but de faire les mesures à différentes températures, le système est associé à une chambre thermique (TJR Model) du constructeur TPS-Tenney. Le capteur et la chambre thermique fonctionnent dans une plage de température allant de -50 à 200 °C. La Figure 3-12 présente les différents équipements utilisés.

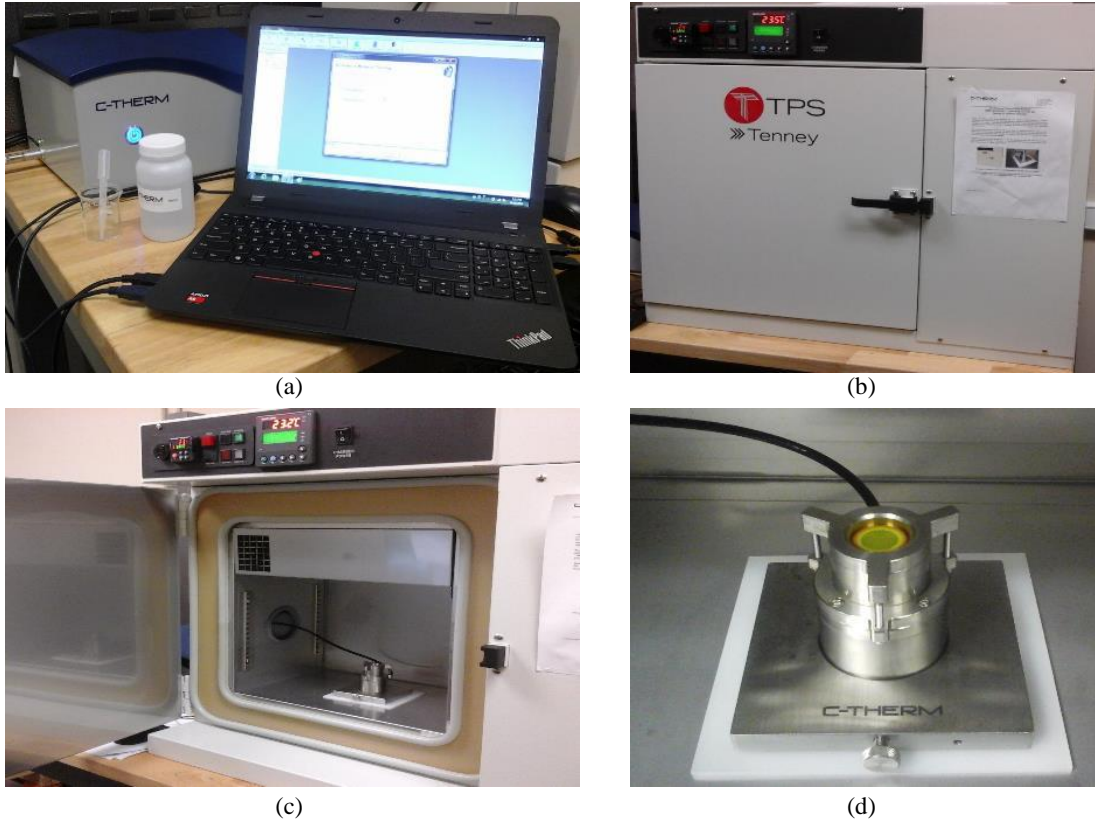


Figure 3-12 : Analyseur de propriétés thermiques (a)-Module électronique et logiciel (b)-Chambre thermique (c)-Capteur positionné dans la chambre thermique (le support en silicone sert à isoler électriquement le capteur de la carcasse de la chambre) (d)-Le capteur contenant l'échantillon d'huile sous test.

À partir de la mesure de la conductivité thermique et de l'effusivité thermique, la valeur de la chaleur spécifique est déterminée à l'aide de l'équation 3.4 [103].

$$C_p = \frac{e^2}{k\rho} \quad (3.4)$$

La mesure se fait selon la norme ASTM D7984 [104]. Les mesures ont été effectuées pour les trois types d'huile à l'étude sur une plage de température allant de 20 à 140°C. La procédure de la mesure est présentée comme suit:

- Placer le capteur sur son support, le déposer dans la chambre thermique sur le support en silicone (isolation électrique);
- Injecter dans le capteur au moins 1,25 ml de l'échantillon de l'huile sous test;
- Programmer la plage de température dans le logiciel dédié et lancer le test.

Avant l'exécution de la procédure ci-dessus un test de référence doit être fait pour s'assurer de la calibration de l'équipement avec l'eau distillée (la valeur de k doit être comprise entre 0,579 et 0,639 W/(m.K)).

L'incertitude sur la mesure de k indiquée par le fabricant est de 5% et celle de C_p calculée est de 15%.

3.4 Analyse de la précision des mesures expérimentales

Pour l'ensemble des mesures, la procédure expérimentale a été répétée trois fois. L'étude de la précision est faite pour chaque paramètre mesuré à chaque durée de vieillissement en se servant des trois mesures effectuées. Deux analyses sont à effectuer, la première consiste à étudier la dispersion des mesures et la deuxième consiste à faire l'analyse d'erreurs.

3.4.1 Analyse de la précision

À partir des trois mesures, on détermine la moyenne \bar{x} (équation 3.5), l'écart-type σ (équation 3.6) et le coefficient de variation ou écart-type relatif C_v (équation 3.7).

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (3.5)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (3.6)$$

$$C_v = \frac{\sigma}{\bar{x}} \quad (3.7)$$

Le coefficient de variation ou écart-type relatif mesure la dispersion relative des mesures autour de la moyenne, définissant ainsi la précision des mesures expérimentales. Les faibles valeurs de C_v sont désirées, car cela indique une faible dispersion donc une bonne précision. Les coefficients de variation calculés pour tous les paramètres mesurés (IFT , DDP , TUR , μ_f , ρ_f , k_f , C_{pf}) sont très faibles, ce qui signifie

que la dispersion relative des mesures autour de la moyenne est très faible. L'ensemble des résultats est donné à l'annexe A1 (Tableaux A1.1 à A1.7).

3.4.2 Barres d'erreurs sur les graphes

Les graphes sont tracés avec les valeurs moyennes des mesures pour chaque point (chaque Dva). Par la suite, les barres d'erreurs sont déterminées à partir des incertitudes des différents équipements. Ces incertitudes sont soit directement lues dans les manuels de ces équipements ou soit calculées à partir d'informations fournies par ces dits manuels.

3.5 Étude de l'impact du vieillissement sur les propriétés physicochimiques et thermofluidiques des huiles

Cette section est consacrée à la caractérisation du vieillissement des huiles et à la recherche de relations entre indicateurs de la quantité relative de produits de dégradation dissous (DDP), non dissous (TUR), de contaminants polaires (IFT) et les paramètres thermo-fluidiques lorsque cela s'avère justifié pour le diagnostic des huiles.

3.5.1 Impact du vieillissement sur les propriétés physicochimiques des huiles

Au cours du processus de vieillissement de l'huile, la formation des produits de décomposition est due à la rupture des liaisons covalentes au sein des chaînes moléculaires [105, 106]. Cette rupture se fait sous l'effet d'une source d'énergie suffisante (≈ 386 kJ/mol) [105] qui peut être principalement de trois origines : le champ électromagnétique (contrainte électrique), la température (contrainte thermique) et l'oxygène (contrainte chimique). Dans le cas de nos vieillissements réalisés en laboratoire, les deux dernières sources d'énergie ont été explorées. En effet, les huiles

ont été mises dans un four et soumises à une température de 115 °C en présence d'oxygène.

Trois techniques de diagnostic ont été utilisées pour évaluer de façon quantitative ces produits de décomposition ci-dessus mentionnés. Les résultats de mesure du DDP (selon ASTM D6802 [47]), de la TUR (selon ASTM D6181[47]) et l'IFT (selon ASTM D971[47]) de chacune des trois huiles en fonction de la durée de vieillissement sont représentés respectivement sur les figures 3-13 à 3-15. Le DDP et la TUR augmentent avec le vieillissement contrairement à l'IFT qui diminue avec le vieillissement [107].

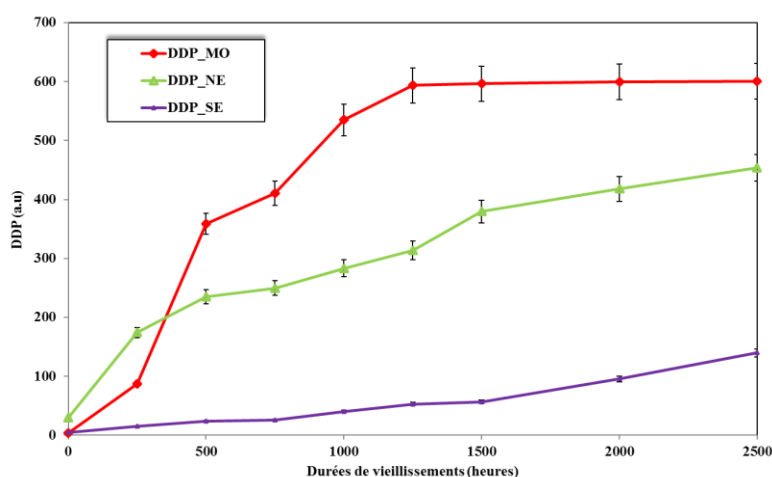


Figure 3-13: Le DDP des huiles MO, NE et SE en fonction de la durée de vieillissement.

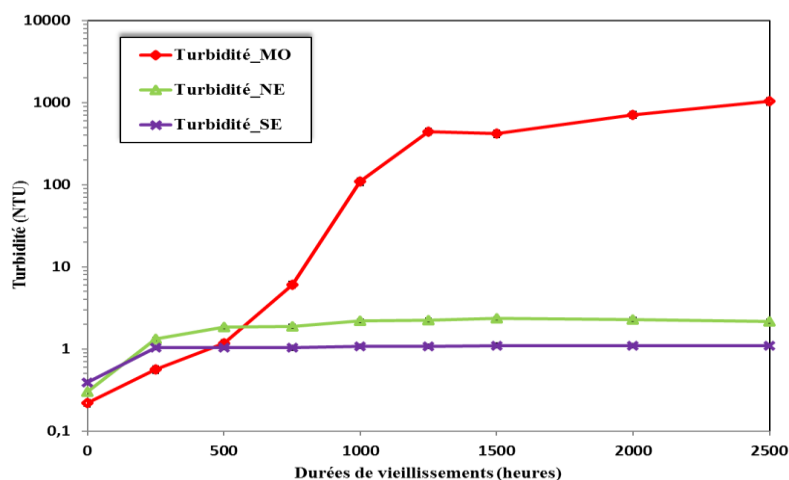


Figure 3-14: La Turbidité des huiles MO, NE et SE en fonction de la durée de vieillissement.

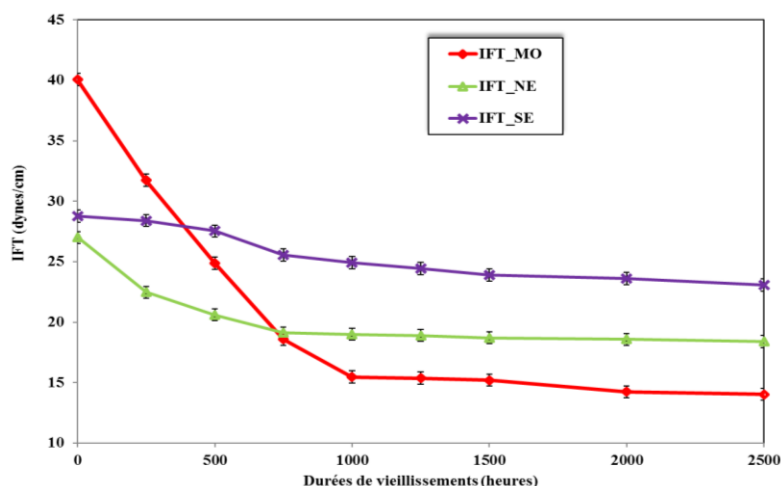


Figure 3-15: L'IFT des huiles MO, NE et SE en fonction de la durée de vieillissement.

Sur les figures 3-13 à 3-15, on peut observer qu'à l'état neuf et durant les premières heures de vieillissement, il y a plus de produits de dégradation dans les esters comparativement à l'huile minérale à l'exception du cas du DDP (figure 3-13) pour lequel l'huile MO semble avoir une position intermédiaire entre les esters. Cette observation peut être liée au temps d'induction de l'huile MO : ce temps correspond à la période au cours de laquelle les antioxydants agissent pour ralentir le phénomène d'oxydation dans l'huile. En effet, l'huile MO utilisée lors de nos investigations est de type II selon la classification de la norme ASTM-D2668 [108]. Elle contient 0,3% d'antioxydant. Mais au-delà de ce temps d'induction, les antioxydants étant complètement consommés par les molécules d'oxygène qui sont des radicaux libres très agressifs, l'oxydation de l'huile MO est accélérée [106]. Ceci a pour conséquence une augmentation considérable du DDP, de la TUR et une diminution de l'IFT de l'huile MO comparativement aux huiles NE et SE jusqu'à 2500 heures de vieillissement. Sur les figures 3-13 à 3-15, on peut observer que l'huile SE présente le moins de produits de dégradation alors que l'huile NE présente un comportement intermédiaire. D'après ce qui précède, les huiles esters sont très stables à l'oxydation.

En effet, contrairement à l'huile MO qui produit de la boue lors du processus d'oxydation, les huiles esters ont tendance à se polymériser [106].

Il est bien connu dans la littérature scientifique que les techniques de diagnostic dites anciennes (l'IFT et l'acidité (TAN)) [109-111] ont des limites, en ce sens qu'elles ne permettent pas de diagnostiquer de façon efficace l'état (qualité) de l'huile à partir d'un certain niveau de vieillissement. Comme on peut le voir sur la figure 3.15, à partir de 1000 heures la variation de l'IFT est très faible. En d'autres termes, il est possible de considérer que les valeurs de l'IFT sont similaires de 1000 heures à 2500 heures. Durant ces dernières décennies, des techniques de diagnostic dites nouvelles, ont été développées (la Turbidité et la spectrophotométrie 'DDP'). Les résultats obtenus par I Fofana et al [112, 113] ont montré que ces nouvelles techniques permettent de suivre étape par étape la qualité de l'huile. Ce résultat est vérifié sur la figure 3.14 à travers le graphe de la TUR de l'huile MO. La stagnation de la turbidité pour les huiles NE et SE semble contredire les résultats de I Fofana et al. Mais en réalité, cette stagnation indique simplement que les produits colloïdaux semblent ne pas augmenter dans les huiles esters au cours du vieillissement ce qui est un avantage. Sur la figure 3.13, on peut observer un plateau sur le graphe de l'huile MO, le DDP reste quasi-constant de 1250 heures à 2500 heures. Cette observation semble indiquer que cette nouvelle technique peut aussi avoir des limites. Mais cela pourrait aussi s'expliquer par un phénomène de saturation, l'huile ayant atteint un niveau de décomposition maximal où elle ne peut plus se dégrader. Bien évidemment, cette observation ne peut être généralisée car elle est peut-être fortement liée à nos conditions de vieillissement.

3.5.2 Impact du vieillissement sur les propriétés thermofluidiques des huiles

- **Viscosité cinématique**

Les valeurs de la viscosité cinématique obtenues à partir de celles de la viscosité dynamique mesurée à 40°C selon la norme ASTM D445 [101] pour les huiles MO, NE et SE en fonction de la durée du vieillissement sont regroupées sur la Figure 3-16.

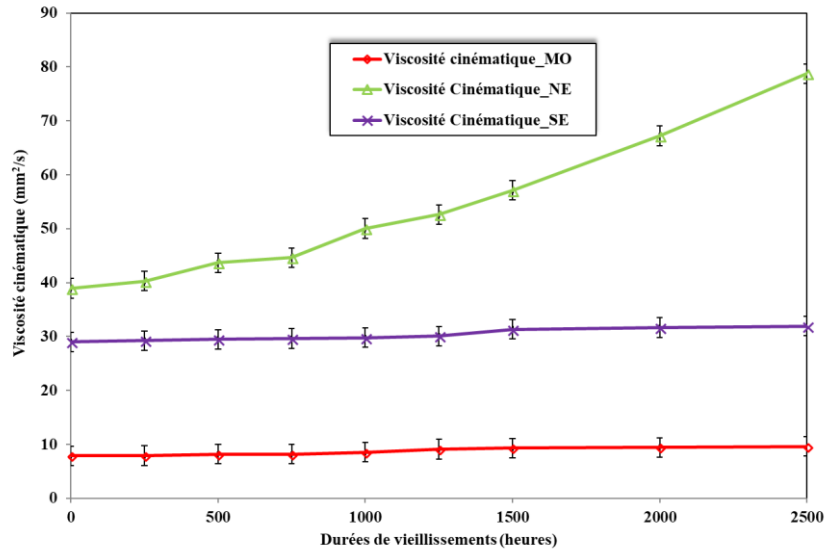


Figure 3-16: Viscosité cinématique des huiles en fonction de la durée de vieillissement.

Selon les résultats de la Figure 3-16, à 0 heure (huiles neuves), la viscosité cinématique de l'huile NE est la plus élevée, vient ensuite celle de l'huile SE et enfin celle de l'huile MO. Les viscosités cinématiques des esters sont donc plus élevées comparativement à celle de l'huile MO. Cela se justifie par leurs structures moléculaires. Les huiles esters de par leurs structures chimiques sont principalement composées d'acides gras saturés (stables) et non saturés (instables) [29]. Une augmentation de la proportion d'acides gras saturés ou stables entraîne une grande valeur de la viscosité cinématique, une grande stabilité à l'oxydation et un point d'écoulement élevé (*pour point* en anglais). Quant aux acides gras non saturés ou instables, leur augmentation entraîne une faible valeur du point d'écoulement, une faible valeur de la viscosité cinématique et une faible

stabilité à l'oxydation. De façon particulière les esters synthétiques ne contiennent que des acides gras saturés, ce qui leur confère une très bonne stabilité à l'oxydation [29]. L'analyse de l'impact du vieillissement sur les viscosités cinématiques des différentes huiles selon les résultats de la figure 3-16, permet de faire les observations suivantes:

Le taux d'augmentation estimé de la viscosité cinématique de l'huile MO est de 22,3% à 2500 heures. Cette augmentation est conforme à la physique, en effet il a été reporté dans la littérature qu'au cours du vieillissement, les produits de dégradation non dissous ou produits colloïdaux (boue, cire) sont responsables de l'augmentation de la viscosité cinématique de l'huile MO [106]. Malgré cette augmentation, la valeur de la viscosité cinématique reste inférieure à la limite acceptable de 12 mm²/s pour une huile neuve fixée par la norme ASTM D445 [101]. Quant à l'huile SE, sa viscosité cinématique augmente très faiblement au cours du vieillissement. À 2500 heures, celle-ci reste inférieure à la limite acceptable de 35 mm²/s pour une huile neuve fixée par la norme IEC 61099 [43]. On peut donc dire que du point de vue du diagnostic des huiles des transformateurs, le vieillissement thermique n'a pas d'impact considérable sur les viscosités cinématiques des huiles MO et SE. La viscosité cinématique de l'huile NE augmente très considérablement avec le vieillissement avec un taux d'augmentation allant jusqu'à 102,3%. Cette augmentation se justifie par le fait qu'au stade terminal du processus d'oxydation des huiles NE, il y a la formation de composés de grosses masses moléculaire tels que le gel et la cire [114]. À partir de 1000 heures de vieillissement, la valeur de la viscosité cinématique devient supérieure à la limite acceptable de 50 mm²/s pour une huile neuve fixée par la norme ASTM D445 [101].

En d'autres termes, du point de vue du diagnostic de l'huile NE, le vieillissement thermique a un impact considérable sur sa viscosité cinématique.

Une analyse comparative entre les différentes huiles (figure 3-16) permet de dire qu'au cours du vieillissement jusqu'à 2500 heures, l'observation faite pour les huiles neuves reste vérifiée, à savoir que la viscosité cinématique de l'huile NE est la plus élevée, vient ensuite celle de l'huile SE et enfin celle de l'huile MO. De plus, les viscosités cinématiques des huiles MO et SE augmentent très faiblement comparativement à celle de l'huile NE.

Les résultats de cette section indiquent qu'à l'état neuf, les huiles NE et SE ont des viscosités cinématiques supérieures à celle de l'huile MO. Ce qui pourrait affecter leur capacité de refroidissement des enroulements du transformateur. De plus, au cours du vieillissement, la viscosité cinématique de l'huile NE augmente très considérablement et sa capacité de refroidissement pourrait donc être davantage affectée. Cela pourrait entraîner une augmentation excessive de la température dans l'ensemble des enroulements du transformateur et en particulier, une augmentation excessive de la température du point chaud (facteur déterminant pour la durée de vie d'un transformateur). Afin de limiter l'augmentation de la viscosité cinématique des huiles NE due au phénomène de polymérisation entraînant le gel et la cire, les manufacturiers ajoutent, de façon générale, des antioxydants dans ces huiles [115, 116]. Mais malgré cela, nos résultats montrent les limites de ces antioxydants, en effet l'huile Midel eN utilisée dans notre étude contient des antioxydants. Dans le but d'améliorer l'effet de ces antioxydants, des études proposent un mélange de plusieurs antioxydants à des proportions déterminées de façon optimale [117]. Des études supplémentaires

inter-laboratoires (en milieux universitaires et industriels) sont nécessaires afin de suivre la viscosité cinématique des huiles NE pour les transformateurs en service. Ce suivi se fera sur la base de limites acceptables définies selon des critères tels que : le niveau de tension, la puissance, le type du transformateur (respirant ou non), etc.

- **Masse volumique**

Les résultats de la mesure de la masse volumique à 15°C selon la norme ASTM D 1298-12b [102] pour les huiles MO, NE et SE en fonction de la durée du vieillissement sont regroupés sur la Figure 3-17.

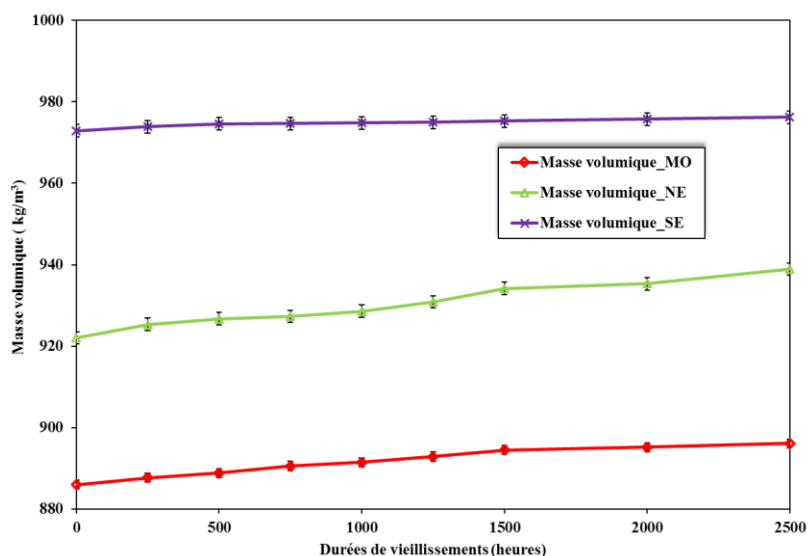


Figure 3-17: Masse volumique des huiles en fonction de la durée de vieillissement.

Selon les résultats de la Figure 3-17, à 0 heure (huiles neuves), la masse volumique de l'huile SE est la plus élevée, vient ensuite celle de l'huile NE et enfin celle de l'huile MO. Cette observation est conforme à la littérature [6]. Ce résultat est aussi vérifié pour les huiles vieilles jusqu'à 2500 heures. Une analyse de l'évolution de la masse volumique au cours du vieillissement (figure 3-17) pour chacune des trois huiles permet de faire les observations suivantes:

La masse volumique de l'huile MO augmente avec le vieillissement avec un taux d'augmentation allant jusqu'à 1,1%, soit un écart absolu de $10,1 \text{ kg/m}^3$. Cette valeur, comparée à l'incertitude sur la mesure de $1,1 \text{ kg/m}^3$, semble être considérable. Mais malgré cette augmentation, la valeur de la masse volumique à 2500 heures reste inférieure à la limite acceptable de 910 kg/m^3 pour une huile neuve fixée par la norme ASTM D1298-12b [102]. En d'autres termes, du point de vue du diagnostic des huiles des transformateurs, le vieillissement thermique n'a pas d'impact considérable sur la masse volumique. Cette observation est aussi vérifiée pour les huiles NE et SE avec une limite de 960 kg/m^3 [102] pour l'huile NE et de 1000 kg/m^3 [118] pour l'huile SE.

- **Conductivité thermique**

Les résultats de la mesure de la conductivité thermique à 20°C selon la norme ASTM D7984 [104] pour les huiles MO, NE et SE en fonction de la durée du vieillissement sont regroupés sur la Figure 3-18.

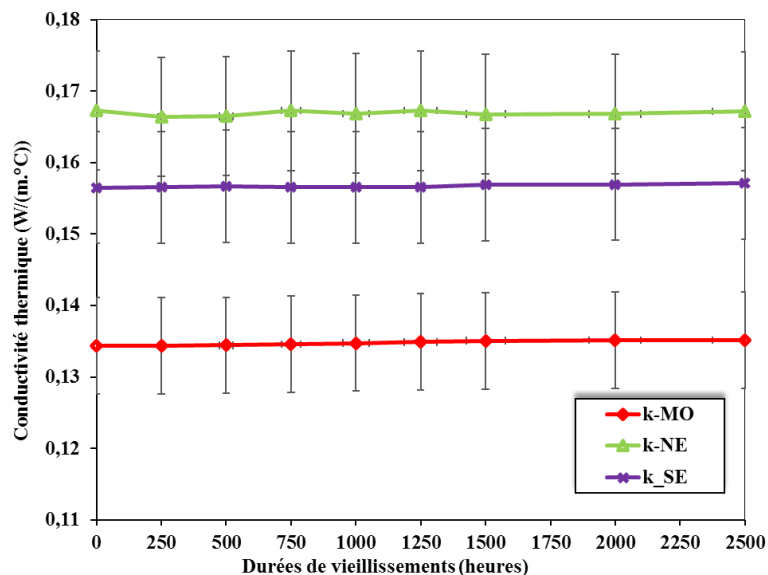


Figure 3-18: Conductivité thermique des huiles en fonction de la durée de vieillissement.

L'analyse des résultats de la Figure 3-18 indique qu'à l'état neuf, les conductivités thermiques des huiles NE et SE sont similaires (en effet, les barres d'erreurs se chevauchent) et supérieures à celle de l'huile MO. Cette observation est conforme à la littérature [6]. En effet, à cause de leurs structures chimiques les huiles esters ont de meilleures conductivités thermiques. Ce résultat est aussi vérifié pour les huiles vieilles jusqu'à 2500 heures. On peut aussi observer que la variation de la conductivité thermique avec le vieillissement est très faible pour chacune des trois huiles. Elle reste inférieure à 0,6%. Cette valeur n'est pas significative vis-à-vis de l'incertitude de l'équipement qui est de $\pm 5\%$. Le vieillissement thermique semble ne pas avoir d'impact considérable sur la conductivité thermique des huiles.

- **Chaleur spécifique**

Les résultats de la chaleur spécifique obtenus à partir des valeurs mesurées de la conductivité thermique (équation 3.4) à 20 °C pour les huiles MO, NE et SE en fonction de la durée du vieillissement sont regroupés sur la Figure 3-19.

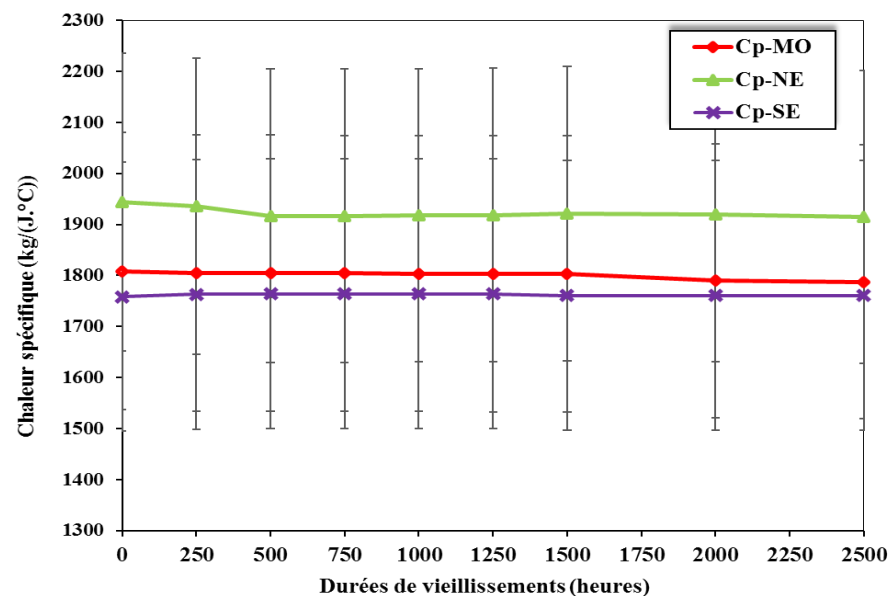


Figure 3-19: Chaleur spécifique des huiles en fonction de la durée de vieillissement.

Selon les résultats de la Figure 3-19, les chaleurs spécifiques des huiles MO, NE et SE sont similaires à l'état neuf (en effet les barres d'erreurs se chevauchent). Cette observation est conforme à la littérature [6]. Cette observation est aussi vérifiée au cours du vieillissement jusqu'à 2500 heures. On peut aussi observer que la variation de la chaleur spécifique avec le vieillissement pour chacune des trois huiles est très faible, restant inférieure à 1,5%. Cette valeur n'est pas significative comparativement à l'incertitude sur la mesure qui est de $\pm 15\%$. On peut donc conclure que le vieillissement thermique semble ne pas avoir d'impact considérable sur la chaleur spécifique des huiles.

3.5.3 Relation entre les propriétés physicochimiques et thermofluidiques des huiles

D'après les résultats de la section 3.5.2, parmi les quatre paramètres thermofluidiques étudiés, seule la viscosité cinématique de l'huile NE présente une augmentation considérable en fonction du vieillissement du point de vue du diagnostic des huiles des transformateurs. En analysant les résultats des indicateurs de vieillissement concernant l'huile NE (section 3.5.1), il semble avoir une relation directe entre les produits de dégradation dissous et l'augmentation de la viscosité cinématique. Selon la littérature scientifique (chimie des huiles NE), l'augmentation de la viscosité cinématique au cours du vieillissement est liée à la formation de gel au cours de la dernière phase du processus d'oxydation [106]. Ce que confirme nos observations.

3.6 Développement des équations empiriques des propriétés thermofluidiques des huiles et analyse de leur fiabilité

Le développement des équations empiriques pour chaque paramètre en fonction de la température et pour chaque Dva, est justifié lorsque ce paramètre varie

significativement par rapport à l'incertitude sur la mesure. Ainsi donc une étude a permis de montrer que pour les trois huiles et pour toutes les Dva (500, 1500 et 2500 heures), la conductivité thermique et la chaleur spécifique quoique variant en fonction de la température (plage de 20 à 140°C), ont une variation négligeable en fonction du vieillissement. D'après ce qui précède, des équations empiriques en fonction de la température et pour chaque Dva seront développées pour la viscosité dynamique et la masse volumique, et en ce qui concerne la conductivité thermique et la chaleur spécifique des équations empiriques en fonction de la température seront développées seulement pour les huiles neuves. Pour chaque paramètre thermofluidique, les équations empiriques développées sont regroupées dans un tableau. Les erreurs relatives entre valeurs mesurées et valeurs estimées (pour l'analyse de la fiabilité) sont aussi évaluées.

Les équations empiriques développées seront utilisées dans l'étude numérique multiphysique présentée au prochain chapitre.

3.6.1 Développement des équations empiriques

Les résultats des mesures de la viscosité dynamique, de la masse volumique, de la conductivité thermique et de la chaleur spécifique en fonction de la température pour les trois huiles (MO, NE et SE) neuves et vieilles à 500, 1500 et 2500 heures sont présentés aux figures 3-20 à 3-31.

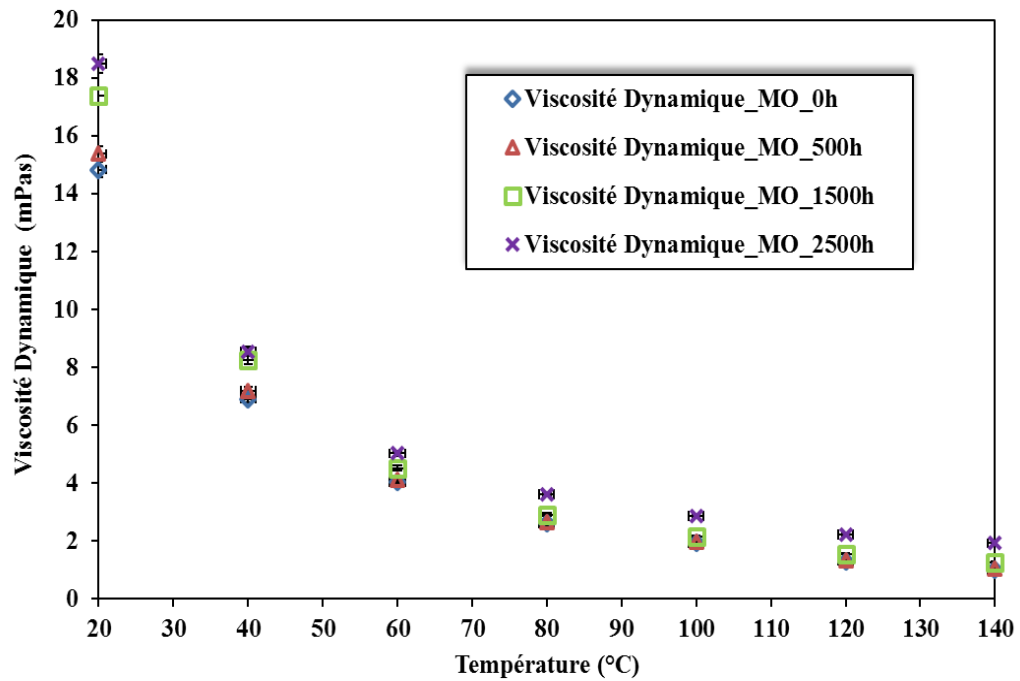


Figure 3-20: Viscosité dynamique de l'huile MO en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.

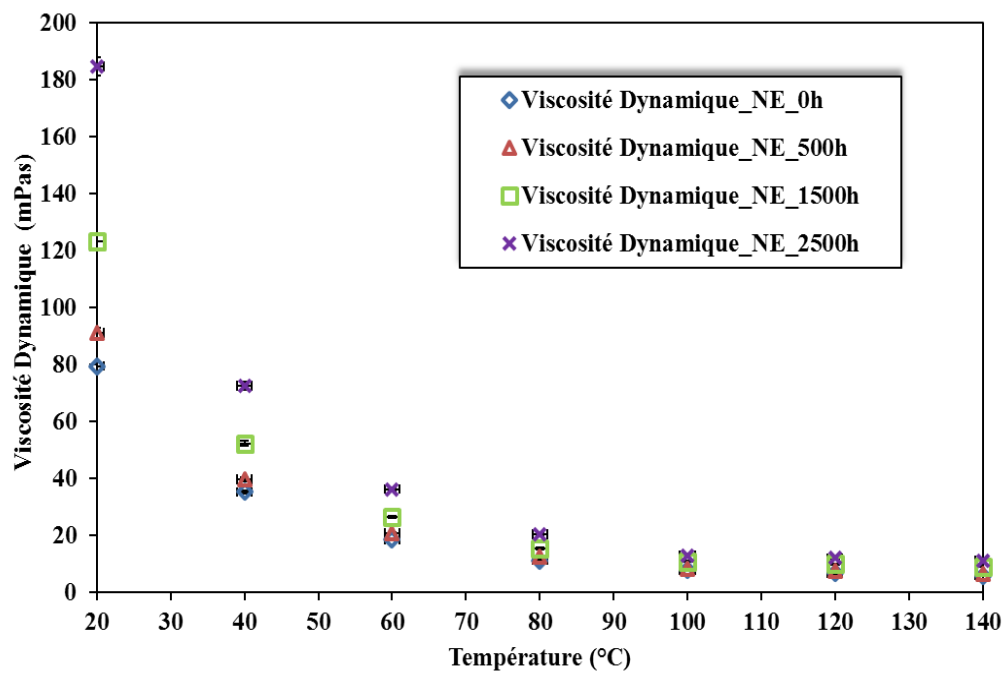


Figure 3-21: Viscosité dynamique de l'huile NE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.

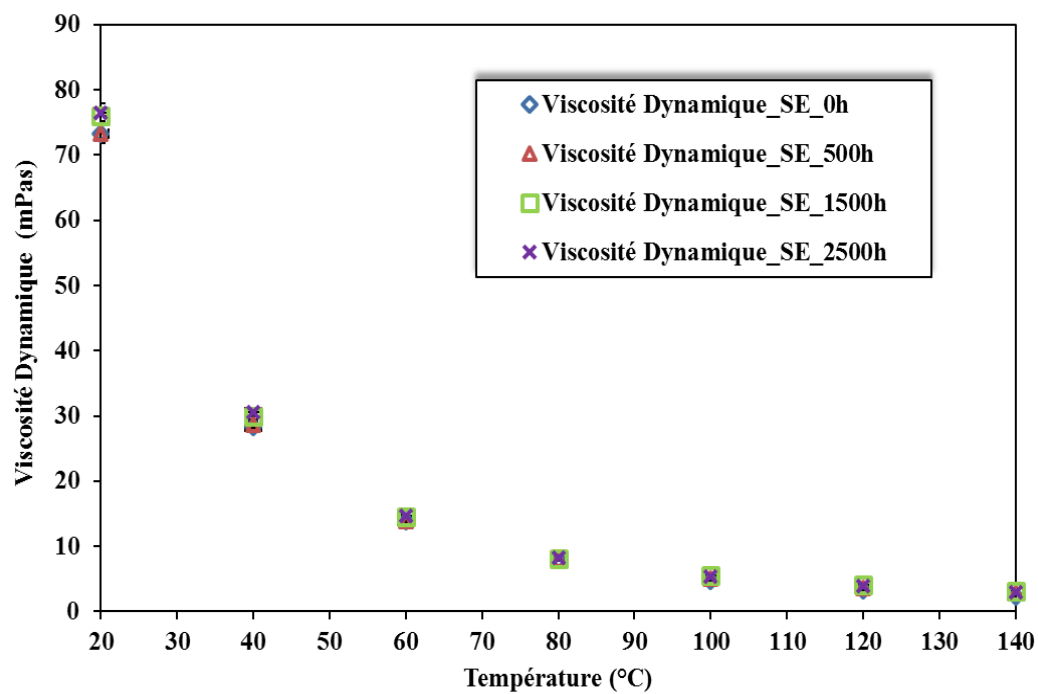


Figure 3-22: Viscosité dynamique de l'huile SE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.

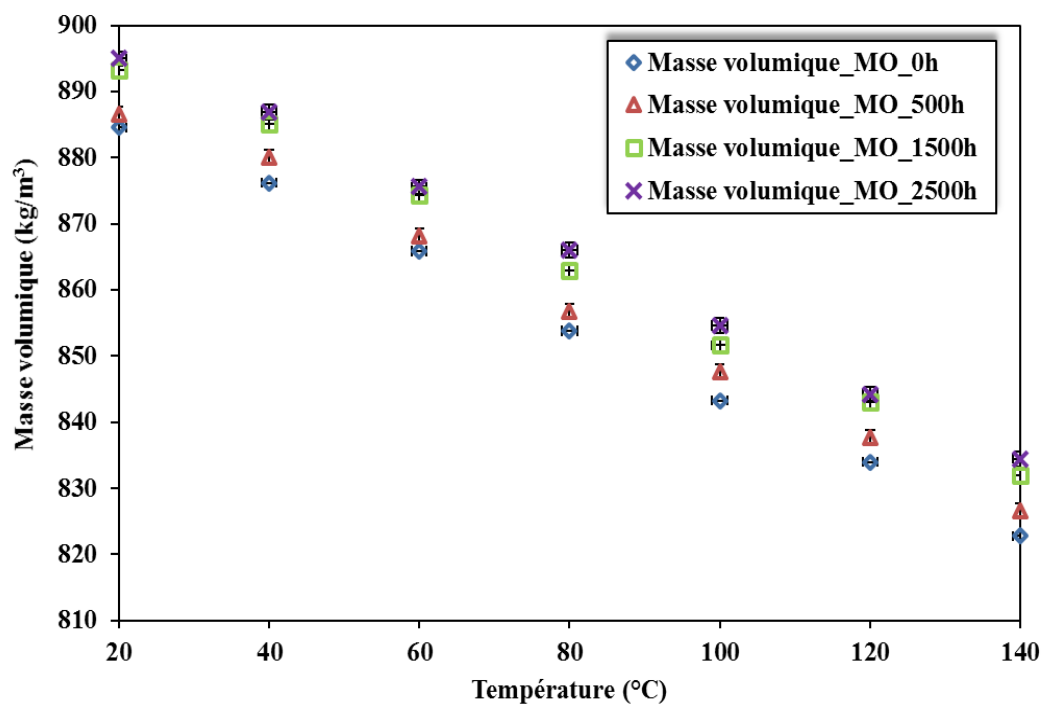


Figure 3-23: Masse volumique de l'huile MO en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.

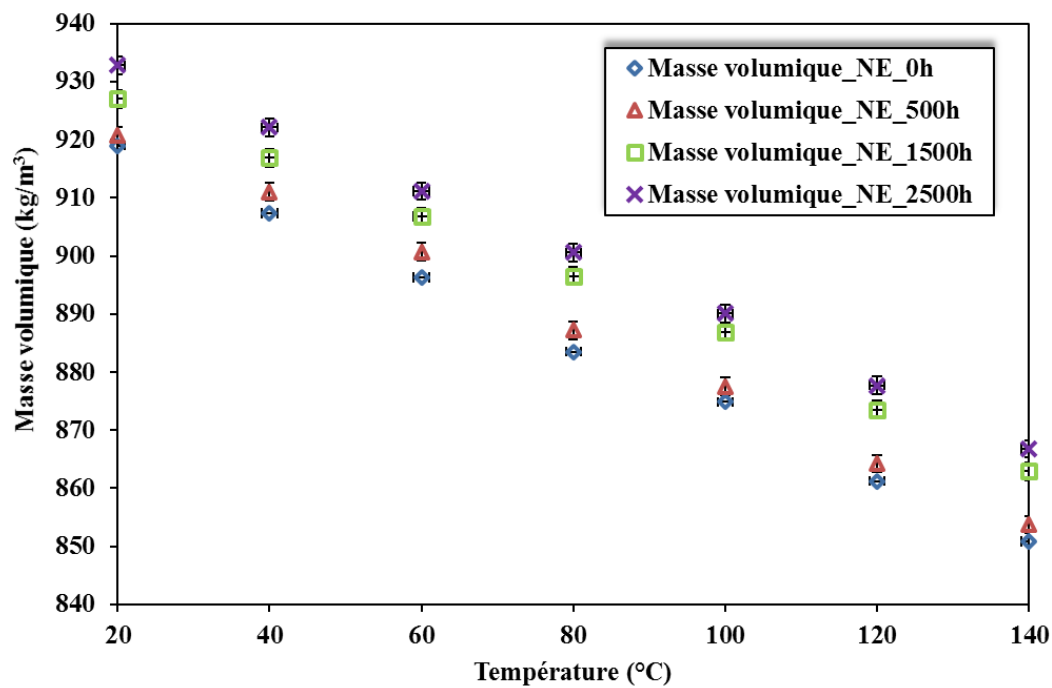


Figure 3-24: Masse volumique de l'huile NE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.

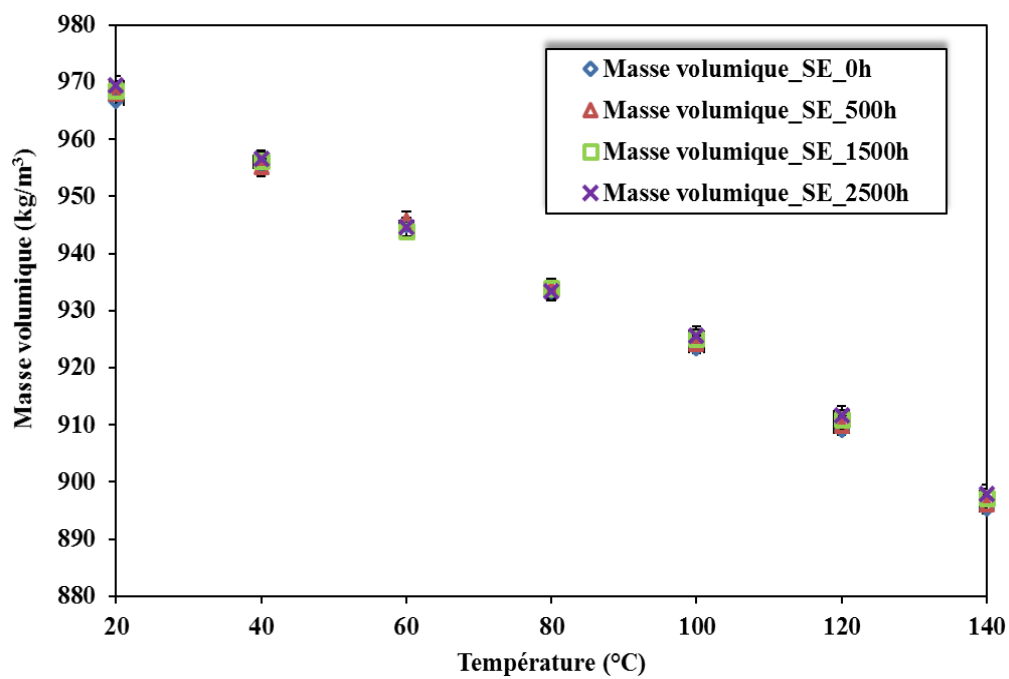


Figure 3-25: Masse volumique de l'huile SE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.

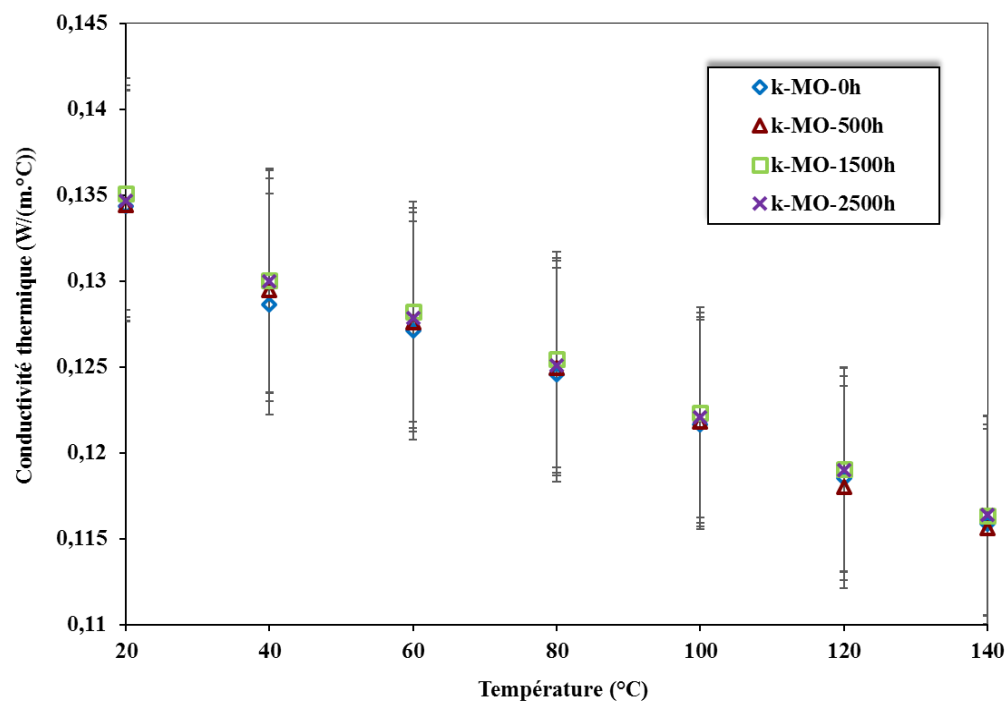


Figure 3-26: Conductivité thermique de l'huile MO en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.

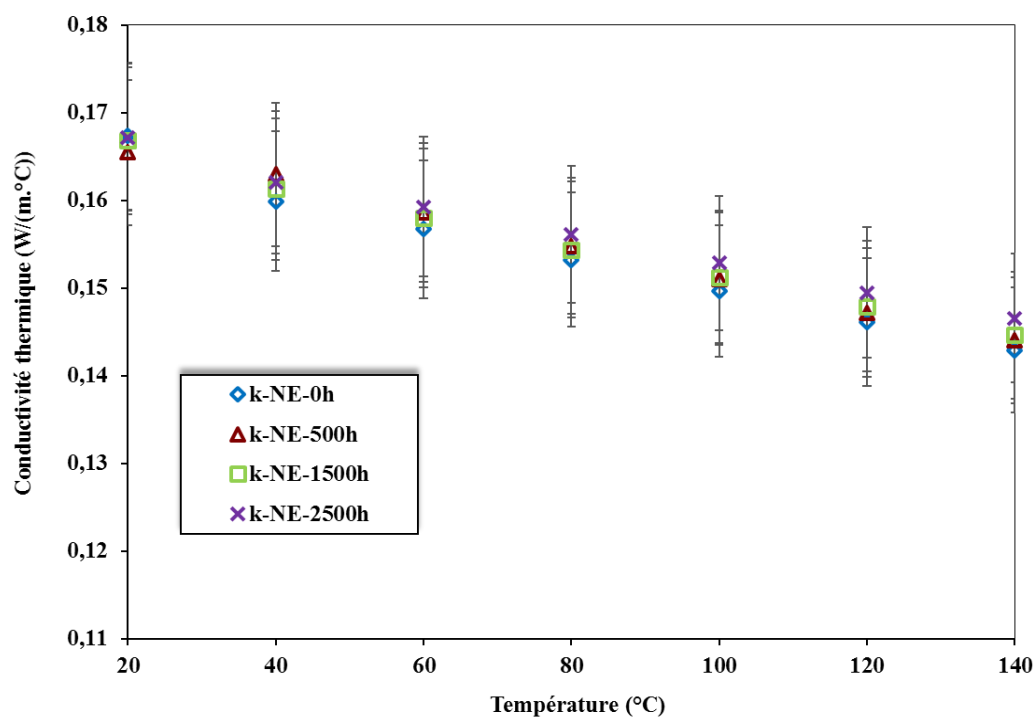


Figure 3-27: Conductivité thermique de l'huile NE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.

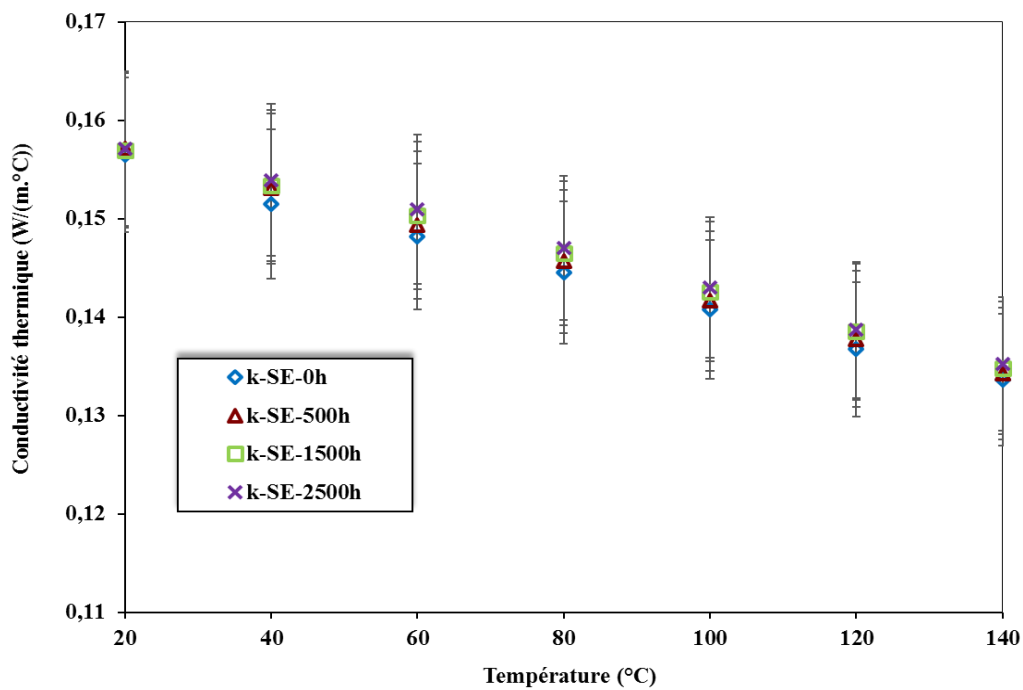


Figure 3-28: Conductivité thermique de l'huile SE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.

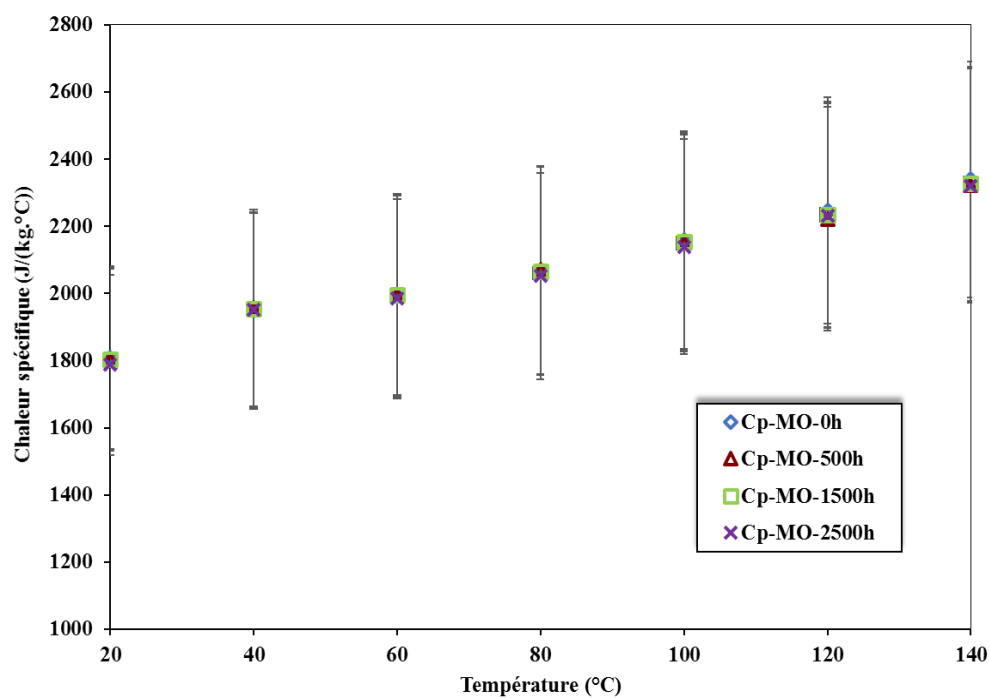


Figure 3-29: Chaleur spécifique de l'huile MO en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.

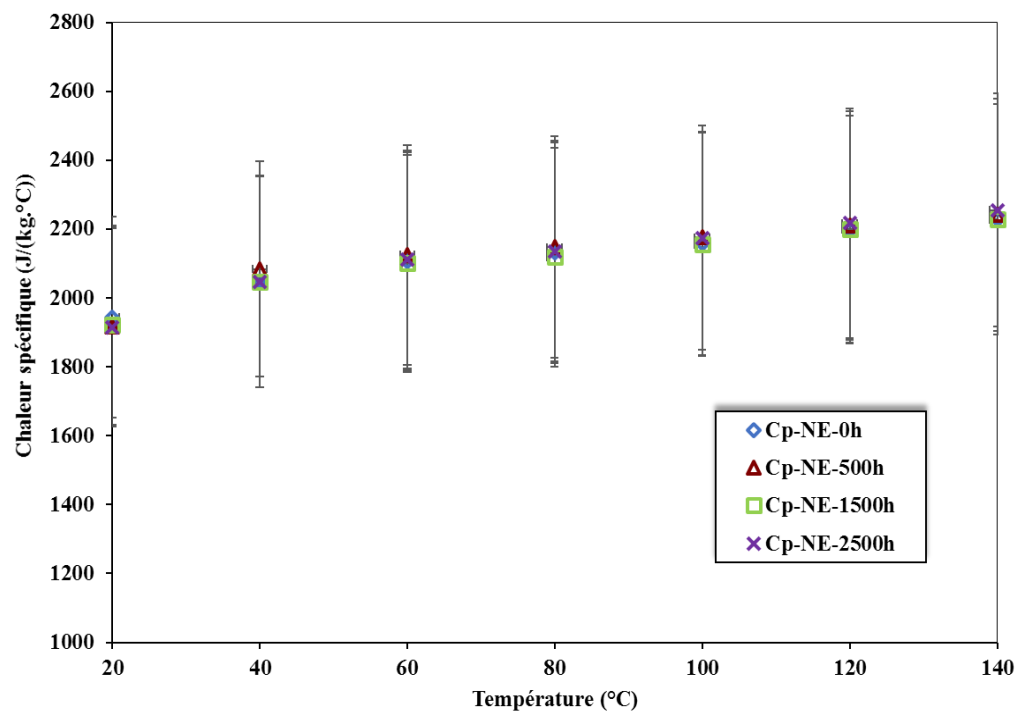


Figure 3-30: Chaleur spécifique de l'huile NE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.

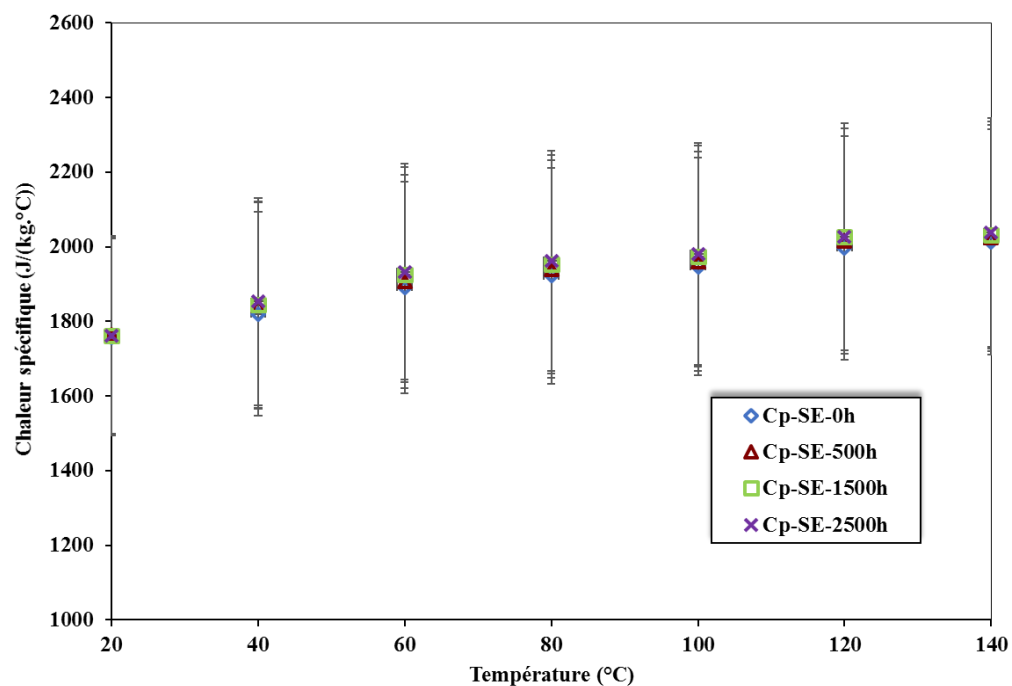


Figure 3-31: Chaleur spécifique de l'huile SE en fonction de la température pour différentes durées de vieillissement.

Selon les résultats présentés sur les figures 3-20 à 3-31, la viscosité dynamique, la masse volumique et la conductivité thermique diminuent avec l'augmentation de la température pour chaque durée de vieillissement. La chaleur spécifique quant à elle augmente avec la température. Les observations ci-dessus sont conformes à la physique [85]. On peut observer sur les figures 3-23 à 3-31, que la masse volumique, la conductivité thermique et la chaleur spécifique, évoluent de façon linéaire. Pour cette raison, des équations linéaires ont été développées pour ces trois paramètres sous MS Excel 2016. Un coefficient de détermination (R^2) proche de 1 est utilisé comme critère de bonne régression. Ces équations sont regroupées respectivement dans les tableaux 3-4 à 3-12. Quant à la viscosité dynamique (figures 3-20 à 3-22), son évolution est non linéaire, pour cette raison le module d'optimisation «*cftool*» du logiciel Matlab 2015 s'est avéré approprié pour développer les équations associées à celle-ci. Ces équations sont regroupées respectivement dans les tableaux 3-1 à 3-3.

Tableau 3-1 : Équations mathématiques de la viscosité dynamique de l'huile MO en fonction de la température T(°C) pour chaque Dva.

D _{va} (heures)	Équations	R ²
0	$(-95,9 \times 10^{-2}T^2 + 258T + 1163)/(T^2 - 7,7T + 156)$	0,99
500	$(-85,2 \times 10^{-2}T^2 + 250T - 417)/(T^2 - 16,6T + 209)$	0,99
1500	$(-46,6 \times 10^{-2}T^2 + 214T - 460)/(T^2 - 25,8T + 325)$	1,00
2500	$(-28,5 \times 10^{-2}T^2 + 309T - 119,4 \times 10^2)/(T^2 - 44,2T + 168)$	1,00

Tableau 3-2 : Équations mathématiques de la viscosité dynamique de l'huile NE en fonction de la température T(°C) pour chaque Dva.

D _{va} (heures)	Équations	R ²
0	$(2342 \times 10^{-2}T^2 - 4612T + 3,986 \times 10^5)/(T^2 + 97,2T + 1627)$	1,00
500	$(5799 \times 10^{-2}T^2 - 123,6 \times 10^2T + 997,7 \times 10^3)/(T^2 + 264,5T + 2800)$	1,00
1500	$(4299 \times 10^{-2}T^2 - 816,8 \times 10^1T + 620,4 \times 10^3)/(T^2 + 9330 \times 10^{-2}T + 158,7 \times 10^1)$	1,00
2500	$(553,5T^2 - 121,5 \times 10^3T + 891,4 \times 10^4)/(T^2 + 1521T + 5500)$	1,00

Tableau 3-3 : Équations mathématiques de la viscosité dynamique de l'huile SE en fonction de la température T(°C) pour chaque Dva.

D _{va} (heures)	Équations	R ²
0	$(608,6 \times 10^{-2}T^2 - 184,9 \times 10^1T + 21,3 \times 10^4)/(T^2 + 8098 \times 10^{-2}T + 417,7)$	1,00
500	$(1,8T^2 - 424,2T + 816,3 \times 10^4)/(T^2 + 7,6T + 45,6 \times 10^1)$	1,00
1500	$(328,5 \times 10^{-2}T^2 - 622,1T + 887,7 \times 10^2)/(T^2 + 41,5 \times 10^{-1}T + 539,3)$	1,00
2500	$(241,2 \times 10^{-2}T^2 - 494,3T + 815,7 \times 10^2)/(T^2 + 0,2 \times 10^{-2}T + 549,2)$	1,00

Tableau 3-4 : Équations mathématiques de la masse volumique de l'huile MO en fonction de la température T(°C) pour chaque Dva.

D _{va}	Équations	R ²
0	$-52,2 \times 10^{-2}T + 8961,2 \times 10^{-1}$	0,99
500	$-50,9 \times 10^{-2}T + 8984,2 \times 10^{-1}$	0,99
1500	$-51,9 \times 10^{-2}T + 9047,6 \times 10^{-1}$	0,99
2500	$-51,3 \times 10^{-2}T + 9063,5 \times 10^{-1}$	0,99

Tableau 3-5 : Équations mathématiques de la masse volumique de l'huile NE en fonction de la température T(°C) pour chaque Dva.

D _{va}	Équations	R ²
0	$-56,8 \times 10^{-2}T + 9302,0 \times 10^{-1}$	0,99
500	$-56,7 \times 10^{-2}T + 9332,9 \times 10^{-1}$	0,99
1500	$-53,3 \times 10^{-2}T + 9385,0 \times 10^{-1}$	0,99
2500	$-54,9 \times 10^{-2}T + 9441,6 \times 10^{-1}$	0,99

Tableau 3-6 : Équations mathématiques de la masse volumique de l'huile SE en fonction de la température T(°C) pour chaque Dva.

D _{va} (heures)	Équations	R ²
0	$-58,5 \times 10^{-2}T + 9795,5 \times 10^{-1}$	0,99
500	$-58,5 \times 10^{-2}T + 9800,5 \times 10^{-1}$	0,99
1500	$-57,7 \times 10^{-2}T + 9793,9 \times 10^{-1}$	0,99
2500	$-57,8 \times 10^{-2}T + 9804 \times 10^{-1}$	0,99

Tableau 3-7 : Équations mathématiques de la conductivité thermique de l'huile MO en fonction de la température T(°C).

D _{va}	Équations	R ²
0	$-1 \times 10^{-4}T + 136 \times 10^{-3}$	0,98

Tableau 3-8 : Équations mathématiques de la conductivité thermique de l'huile NE en fonction de la température T(°C).

D _{va} (heures)	Équations	R ²
0	$-2 \times 10^{-4}T + 1691 \times 10^{-4}$	0,98

Tableau 3-9 : Équations mathématiques de la conductivité thermique de l'huile SE en fonction de la température T(°C).

D _{va} (heures)	Équations	R ²
0	$-2 \times 10^{-4}T + 1596 \times 10^{-4}$	0,99

Tableau 3-10 : Équations empiriques de la chaleur spécifique de l'huile MO en fonction de la température T(°C).

D _{va} (heures)	Équations	R ²
0	$420,5 \times 10^{-2}T + 17437 \times 10^{-1}$	0,99

Tableau 3-11 : Équations mathématiques de la chaleur spécifique de l'huile NE en fonction de la température T(°C).

D _{va} (heures)	Équations	R ²
0	$214,9 \times 10^{-2}T + 19443 \times 10^{-1}$	0.93

Tableau 3-12 : Équations mathématiques de la chaleur spécifique de l'huile SE en fonction de la température T(°C) pour chaque Dva.

D _{va} (heures)	Équations	R ²
0	$210,1 \times 10^{-2}T + 17390 \times 10^{-1}$	0,96

3.6.2 Analyse de la fiabilité des équations empiriques développées

L'analyse de la fiabilité des équations consiste à calculer les erreurs relatives entre les valeurs des paramètres thermofluidiques mesurées expérimentalement et celles estimées à l'aide des équations empiriques développées dans la section 3.6.1. Si ces erreurs sont faibles alors les équations sont fiables. Les erreurs relatives estimées pour les Dva de 0, 500, 1500 et 2500 heures sont regroupées dans les tableaux de l'annexe A2 (tableaux A2.1 à A2.12). Les erreurs relatives indiquées dans ces tableaux sont faibles donc cela démontre la fiabilité des équations empiriques développées.

3.7 Conclusion

Ce présent chapitre a été consacré à l'étude expérimentale. Pour ce faire, des vieillissements thermiques accélérés en laboratoire ont été effectués, suivis de mesures

expérimentales. Ces mesures, réalisées suivant des procédures standardisées de l'ASTM, ont permis:

- L'étude de l'impact du vieillissement thermique sur les paramètres physico-chimiques et thermofluidiques des huiles;
- La recherche de possibles relations entre les paramètres thermofluidiques et les propriétés physico-chimiques des huiles;
- Le développement des équations empiriques des paramètres thermofluidiques des huiles.

Les résultats indiquent que pour les trois huiles étudiées, le vieillissement thermique a un impact plus marqué sur les propriétés physicochimiques de l'huile minérale comparativement aux huiles esters. Quant aux paramètres thermofluidiques, le vieillissement thermique a un impact sur la viscosité cinématique et sur la masse volumique. Mais du point de vue du diagnostic des huiles des transformateurs (selon les valeurs fixées par les normes ASTM), le vieillissement thermique a un impact seulement considérable pour la viscosité cinématique de l'huile NE.

Les résultats indiquent également une relation directe entre le DDP (produits de dégradation dissous) et l'augmentation de la viscosité cinématique de l'huile NE au cours du vieillissement.

Des équations empiriques en lien avec les paramètres thermofluidiques des huiles ont été développées et leur fiabilité a été établie.

Chapitre 4 : ÉTUDE NUMÉRIQUE MULTIPHYSIQUE

4.1 Introduction

Cette étude a pour principal but de démontrer numériquement si oui ou non le vieillissement thermique des huiles alternatives ou à PFE a un impact sur la capacité à refroidir les transformateurs comparativement à l'huile minérale. Trois huiles sont à l'étude, à savoir le Nytro-Lynx de la compagnie Nynas-Canada (huile MO), le Midel eN (huile NE) et le Midel 7131 (huile SE) de la compagnie M&I Materials. La démarche consiste dans un premier temps à développer et à valider un modèle numérique multiphysique d'un transformateur de puissance à l'aide de résultats de la littérature et ensuite à se servir de ce modèle pour mener l'étude de l'impact du vieillissement. Cette étude sera faite en se servant des équations empiriques des différentes propriétés thermofluidiques (k_f , C_{pf} , ρ_f , μ_f) des huiles, développées à la section 3.6 pour différentes durées de vieillissement. Comme indiqué dans la section 2.6.1, l'approche adoptée est celle par la mécanique des fluides numérique (MFN), le plus souvent désignée par le terme anglais Computational Fluid Dynamics (CFD). Le logiciel commercial COMSOL Multiphysics 4.3a basé sur la Méthode des Éléments Finis (MEF) a été choisi.

Le modèle numérique multiphysique (thermofluidique) permettra de résoudre les équations de la conservation de l'énergie (équation 2.12) pour la détermination de la température et celles de Navier Stokes (équation 2.11) et de la continuité (équation 2.10) pour la détermination de la vitesse et de la pression du fluide refroidissant (huile). Le modèle numérique permettra principalement de déterminer: la position du point

chaud ainsi que sa valeur, la température moyenne de l'ensemble des enroulements, la distribution de la température et celle de la vitesse.

4.2 Développement et validation du modèle numérique

Cette section est consacrée au développement et à la validation du modèle numérique multiphysique d'un transformateur de puissance en régime stationnaire. Le cas d'un transformateur de puissance en service en régime permanent est considéré. En d'autres termes, le régime transitoire après la mise sous tension n'est pas pris en compte. Le modèle numérique sera validé avec les résultats d'un groupe de chercheurs de l'IREQ au Canada [79, 85, 119]. Ce groupe de chercheurs a travaillé sur un transformateur de puissance réel, en service sur le réseau électrique d'Hydro-Québec au Canada [119].

4.2.1 Description du modèle numérique

Le transformateur de puissance en service sur le réseau électrique d'Hydro-Québec à l'étude est un transformateur à enroulements en disque dont les caractéristiques sont les suivantes: 66 MVA-225/26,4 kV ONAN/ONAF. Dans le but de développer et calibrer leur modèle numérique, P. Picher et al. [119] ont conduit des tests expérimentaux de charge du transformateur. Ces tests ont permis de déterminer les conditions aux limites dans le but de réduire le domaine du calcul numérique. La température ambiante lors des tests a été de 30,2°C.

L'intérêt de réduire le modèle à une seule zone (*one pass* en anglais) réside dans le fait qu'on réduit la complexité du problème et le temps de calcul numérique tout en restant fidèle à la réalité physique. Cette réduction du temps de calcul numérique contribue à réduire le coût global du projet. Plusieurs études ont montré que les résultats de

simulations confrontés aux mesures expérimentales indiquent qu'un modèle simplifié en 2D est suffisamment précis pour la modélisation d'un transformateur de puissance [120-122]. Pour cette raison, les chercheurs de l'IREQ ont adopté une géométrie en 2D axisymétrique pour le modèle numérique. Ce modèle représente une section axiale dans l'intervalle inter-espaceur d'une colonne d'enroulements basse tension du transformateur avec un écoulement en zigzag à l'aide de guides d'huile. Une image de cette colonne d'enroulements est donnée à Figure 4-1.

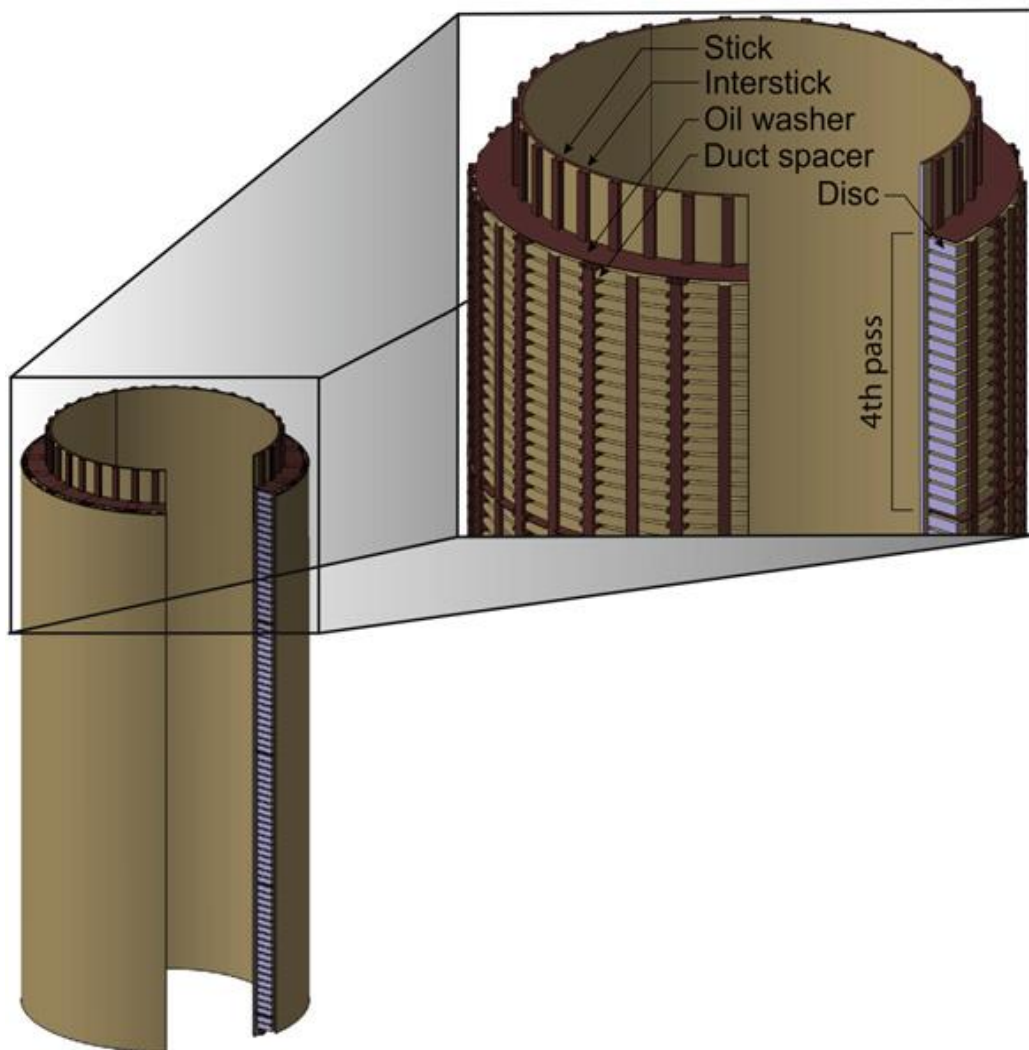


Figure 4-1: Image d'une colonne d'enroulements basse tension du transformateur [79].

La Figure 4-1 présente les éléments constitutifs d'une colonne d'enroulements à savoir:

- Les disques (siège de la source de chaleur : somme des pertes cuivre et par courants de Foucault) sont composés de conducteurs de cuivre isolés avec du papier cellulose;
- Les espaceurs, disposés de façon radiale, permettant de délimiter les canaux horizontaux;
- Les baguettes axiales, disposées de façon circonférentielle permettent de supporter les espaceurs;
- Les canaux axiaux (verticaux) sont délimités par les disques, les baguettes et les cylindres en carton comprimé disposés de façon axiale.
- Les cylindres en carton comprimé, au nombre de deux, délimitent la colonne d'enroulements basse tension,
- Les guides d'huile sont disposés radialement au sein de la colonne d'enroulements et permettent de forcer l'huile à circuler en zigzag (l'huile entre dans le canal vertical intérieur et sort par le canal vertical extérieur ou vice versa).
- La zone est l'intervalle délimité par deux guides d'huile (un exemple de zone est représenté sur la figure 4.1 par le terme *4th pass*).

La géométrie du modèle numérique en 2D axisymétrique représente une zone entre deux guides d'huile. Cette zone est composée de dix-neuf (19) disques d'enroulements,

de vingt (20) canaux horizontaux et de deux (2) canaux verticaux. Chaque disque comporte dix-huit (18) conducteurs en cuivre isolés avec du papier cellulose.

Cette géométrie est représentée sur la Figure 4-2 où est indiqué la position de chaque élément, ainsi que ses dimensions.

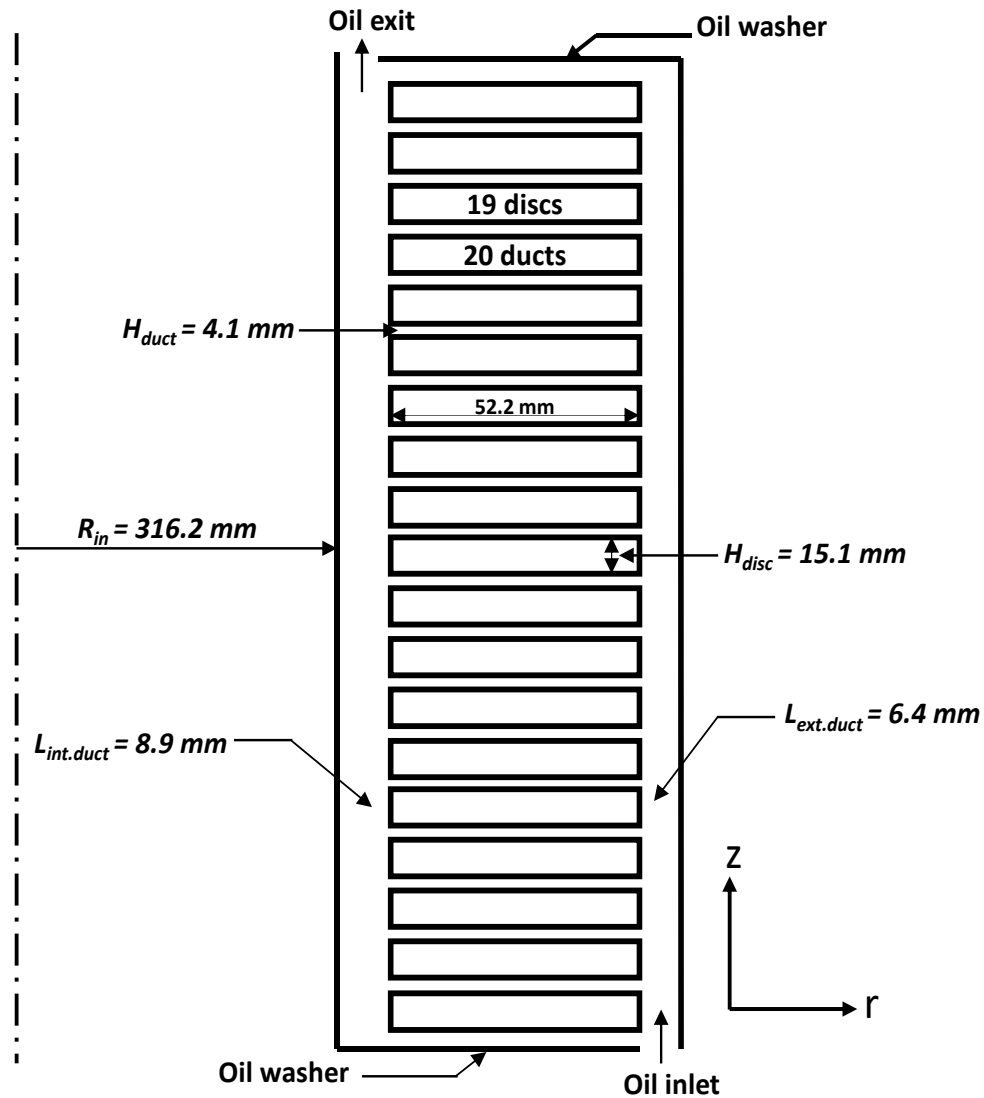


Figure 4-2: Géométrie du modèle numérique en 2D axisymétrique [85].

Une coupe partielle d'un disque d'enroulements est représentée sur la Figure 4-3. Cette Figure indique la disposition des conducteurs en cuivre et le papier cellulose recouvrant ces conducteurs. Les dimensions des conducteurs en cuivre ($ec = 2,1$ mm

(épaisseur); $h_c = 14,3$ mm (hauteur)) et du papier cellulose ($ep = 0,4$ mm (épaisseur)), sont aussi indiquées.

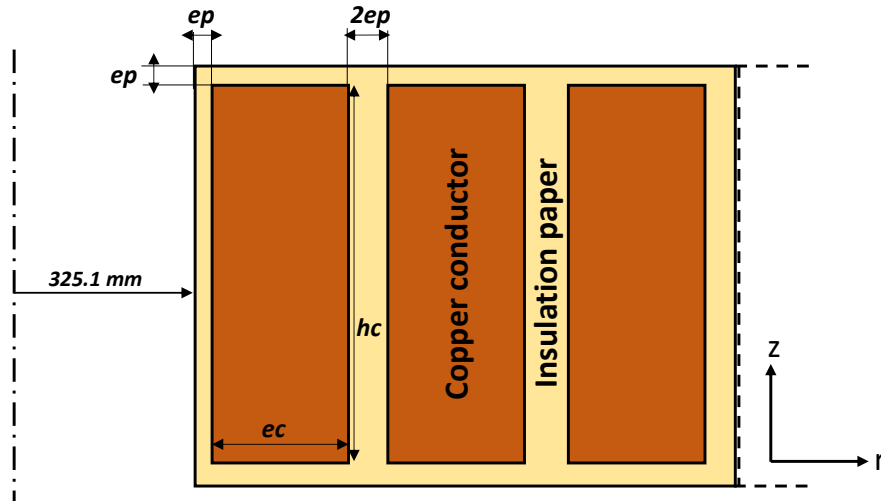


Figure 4-3: Vue en coupe d'un disque d'enroulements [85].

Le refroidissement du transformateur est assuré par l'écoulement de l'huile qui transporte la chaleur générée principalement par les enroulements et le circuit magnétique vers les dispositifs de refroidissement (radiateurs). Les régimes d'écoulement de l'huile dans les transformateurs de puissance sont de deux types: convection naturelle et convection forcée. Pour le transformateur à l'étude, la convection est de type naturel. L'écoulement est induit par l'action de la force gravitationnelle sur le fluide dont la masse volumique varie lorsqu'il y a une variation de la température. L'huile froide entre dans le domaine et la chaleur provenant des enroulements, affecte sa masse volumique et alors il y a un déplacement de l'huile dû à la différence de masse volumique.

4.2.2 Étude de la validation du modèle numérique

4.2.2.1 Source de chaleur

Une étude électromagnétique réalisée par Picher et al [119] a permis de montrer que la somme des pertes cuivre et par courants de Foucault vaut 676,76 W par disque

d'enroulements. La quantité de chaleur totale par unité de volume dans l'ensemble des dix-neuf (19) disques d'enroulements est de 567579 W/m^3 . Cette quantité de chaleur est considérée comme terme source dans l'équation bilan d'énergie.

4.2.2.2 Analyse de la convergence

✓ Conditions de simulations

L'écoulement est supposé laminaire, en effet les vitesses d'écoulement sont très faibles ($<0,1\text{m/s}$) et la viscosité de l'huile est élevée [85]. Comme indiqué dans les sections précédentes, le régime stationnaire est adopté. Les propriétés thermofluidiques de l'huile évoluent en fonction de la température [119, 123]. La conductivité thermique, la masse volumique et la chaleur spécifique varient linéairement avec la température tandis que la viscosité dynamique décroît avec la température en suivant une fonction polynôme de second ordre. La chaleur spécifique est la seule propriété qui croît avec la température. Il est important de noter qu'aucune information n'est fournie sur l'intervalle de validité en température de ces propriétés. Ces propriétés sont présentées dans le Tableau 4-1.

Tableau 4-1 : Propriétés thermofluidiques de l'huile minérale [119, 123] avec T en Kelvin	
Propriétés	Valeurs
$k_f[\text{W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}]$	$15,1 \times 10^{-2} - 7,1 \times 10^{-5}T$
$\rho_f[\text{kg.m}^{-3}]$	$1098,7 - 0,7T$
$\eta_f[\text{Pa.s}]$	$8,5 \times 10^{-2} - 4 \times 10^{-4}T + 5 \times 10^{-7}T^2$
$C_{pf}[\text{J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}]$	$807,2 + 35,8 \times 10^{-1}T$

Les propriétés thermiques du papier et du cuivre sont supposées constantes et indépendantes de la température. Elles sont regroupées dans Tableau 4-2.

Tableau 4-2 : Propriétés thermiques du papier et du cuivre [119, 123].

Propriétés	Valeurs
k_p [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	0,19
C_{pp} [J.kg ⁻¹ .K ⁻¹]	1340
ρ_p [kg.m ⁻³]	930
k_c [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	401
C_{pc} [J.kg ⁻¹ .K ⁻¹]	385
ρ_c [kg.m ⁻³]	8933

Les conditions aux limites sont présentées dans le Tableau 4-3. Le domaine de calcul est identique à la géométrie présentée à la Figure 4-2, excepté deux petits canaux ajoutés respectivement à l'entrée et à la sortie du modèle dans le but d'inhiber un éventuel effet des conditions aux limites. Tous les murs ont une condition fluidique de non-glissement et une condition thermique adiabatique. À l'entrée (en bas à droite de la géométrie) une condition d'écoulement laminaire entrant avec une vitesse de 0,0592 m/s est appliquée, ainsi qu'une condition de flux de chaleur d'écoulement entrant avec une température de référence de 46,7°C. À la sortie (en haut à gauche de la géométrie) une contrainte normale (pression) nulle et un flux de chaleur nul en écoulement sortant sont imposés.

Tableau 4-3 : Conditions aux limites [119, 123].

Position	Conditions fluidiques	Conditions thermiques
Murs	Non-glissement	Isolation thermique (adiabatique)
Murs des disques	Non-glissement	-
Entrée	$V_{in}=0,0592$ m/s	$T_{in} = 46,7^\circ\text{C}$
Sortie	Pression nulle	Flux de chaleur nul

Au niveau de l'écoulement fluidique, une fonction de discrétisation quadratique (P2) a été utilisée pour la vitesse et une fonction linéaire (P1) pour la pression. Au niveau de la température, une fonction de discrétisation quadratique (P2) a été utilisée. Une tolérance de 10^{-5} a été fixée comme critère de convergence.

✓ Étude du raffinement de maillage

Le but de cette étude est de démontrer que les résultats de simulation sont indépendants du maillage. Pour ce faire, l'étude a été réalisée avec trois maillages différents. Un exemple du détail des trois maillages est donné sur la Figure 4-4. Des éléments triangulaires ont été utilisés pour le domaine fluide tout en capturant la couche limite. De même, des éléments triangulaires ont été utilisés pour les domaines solides (cuivre et papier cellulosé). Il est possible d'observer que le maillage est progressivement raffiné en partant du maillage 1 au maillage 3.

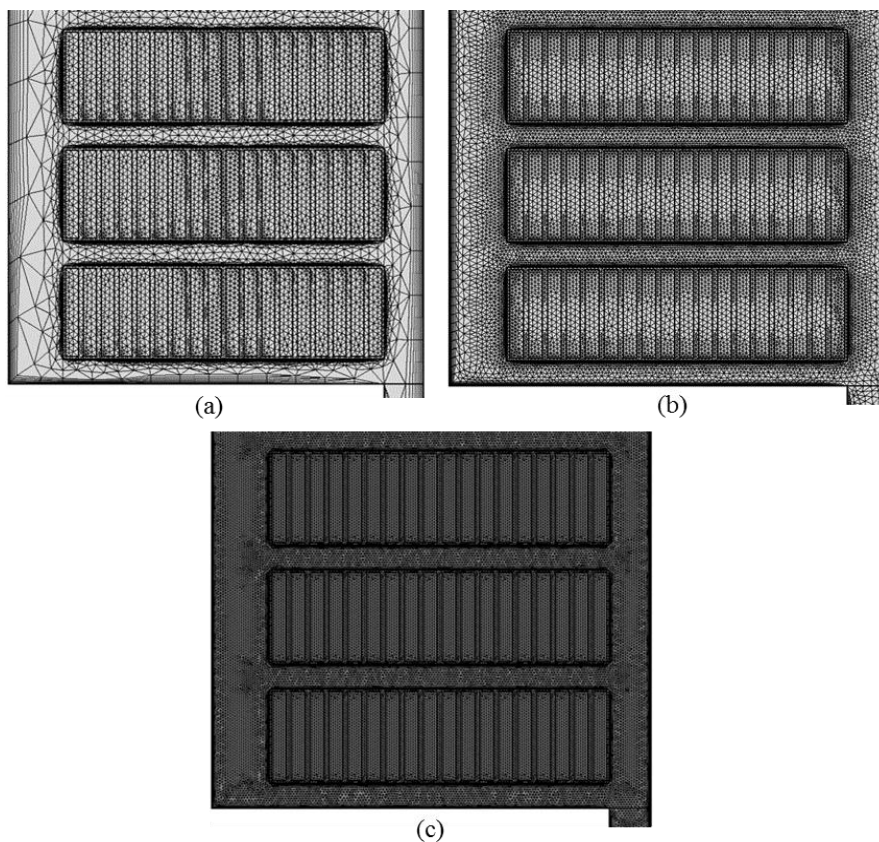


Figure 4-4: Détails des différents maillages: a) Maillage 1, b) Maillage 2, c) Maillage 3.

À la suite des maillages présentés à la Figure 4-4, des analyses des profils de la température sur la ligne médiane verticale à $r = 351,2$ mm de la géométrie d'une part,

et d'autre part des profils de la vitesse dans le canal vertical interne à $r = 320,65$ mm ont été effectués.

La Figure 4-5 présente les profils de la température sur la ligne verticale centrale et la Figure 4-6 présente ceux de la vitesse dans le canal vertical intérieur pour les trois maillages.

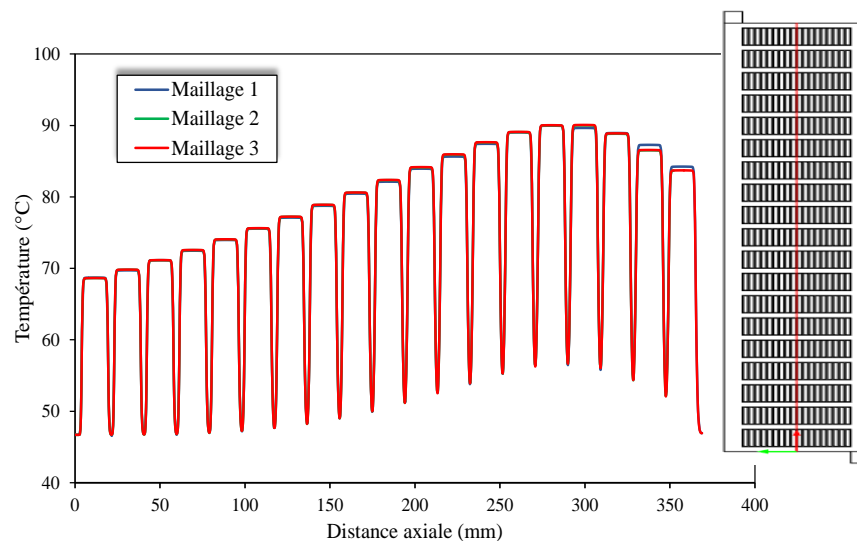


Figure 4-5: Profils de la température sur la ligne verticale centrale à $r = 351,2$ mm.

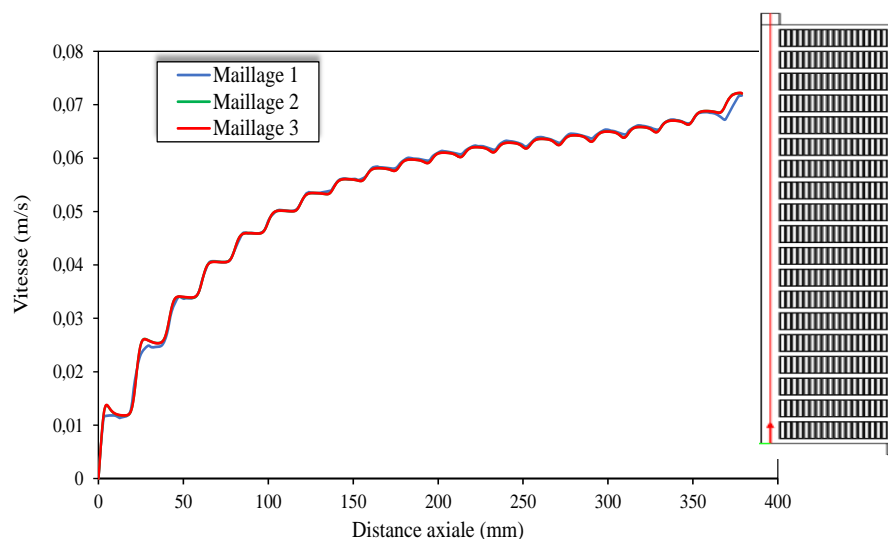


Figure 4-6: Profils de la vitesse dans le canal vertical intérieur à $r = 320,65$ mm.

L'analyse des résultats de la Figure 4-5 indique que le profil de la température sur la ligne verticale centrale est similaire pour les maillages 2 et 3. Cette observation est aussi vérifiée pour le profil de la vitesse (Figure 4-6).

Le nombre de degrés de liberté de chaque maillage, la température maximale (point chaud) et la température moyenne des enroulements sont présentés dans le Tableau 4-4:.

Tableau 4-4: Températures maximales et moyennes pour l'étude sur le raffinement de maillage.

Maillages	ddls	T_{\max} (°C)	T_{moy} (°C)
Maillage 1	512257	94,5	76,4
Maillage 2	1059514	94,5	76,5
Maillage 3	2090129	94,6	76,5

L'analyse des résultats du Tableau 4-4: permet de dire que les valeurs des températures maximales sont similaires pour les trois types de maillage. Cette observation est aussi vérifiée pour les températures moyennes.

L'ensemble des résultats obtenus dans cette section permet de conclure que les résultats de simulation sont pratiquement indépendants du maillage. Cependant les résultats du bilan d'énergie permettront de faire le choix du meilleur maillage pour la suite de l'étude numérique

✓ Analyse du bilan énergétique

À la suite des résultats obtenus dans l'étude du raffinement de maillage, le bilan d'énergie est évalué pour chacun des trois maillages. Le maillage qui respecte la loi de conservation d'énergie sera retenu.

Selon le premier principe de la thermodynamique [124, 125], (principe de la conservation de l'énergie), au cours de toute transformation d'un système fermé d'un état à un autre, la somme de la variation de l'énergie interne dans le temps, du flux de

chaleur total et du travail mécanique des forces extérieures (forces de pression associées à l'écoulement de Navier Stokes) compense la quantité de chaleur totale reçue par le système. Ce principe est exprimé par l'équation 4.7.

$$\Delta E + \sum(\text{Flux de chaleur}) = Q_r - W_{ns} \quad (4.7)$$

En régime stationnaire la variation de l'énergie interne (ΔE) dans le temps est nulle et l'équation 4.7 prend la forme réduite suivante (équation 4.8).

$$\sum(\text{Flux de chaleur}) = Q_r - W_{ns} \quad (4.8)$$

L'évaluation globale de l'équation 4.8 dans le module post-traitement du logiciel Comsol 4.4 a permis de faire le bilan énergétique en ce qui concerne l'étude sur le raffinement de maillage. Les résultats pour les trois maillages sont regroupés dans le Tableau 4-5.

Tableau 4-5: Bilan d'énergie pour l'étude sur le raffinement de maillage selon l'équation 4.8.		
Maillages	ddls	Bilan d'énergie (W)
Maillage 1	512257	474,4
Maillage 2	1059514	29,7
Maillage 3	2090129	39,3

Le Tableau 4-5 indique que la valeur du bilan énergétique est meilleure pour le maillage 2. Le maillage 2 est donc retenu pour la suite de l'étude numérique.

4.2.2.3 Validation avec Torriano et al.

Après l'étude sur le raffinement de maillage, il est nécessaire de vérifier le module couplé thermofluidique (*Conjugate Heat Transfer* en anglais) de Comsol. Les résultats correspondant au maillage 2 ont été comparés à ceux de Torriano et al [85]. La comparaison est faite sur la base de la valeur de la température du point chaud (T_{max}) et sa position, la température moyenne (T_{moy}) des enroulements, la température

moyenne à la sortie du domaine (T_{moys}) et le profil de la température moyenne de chacun des dix-neuf (19) disques d'enroulements (Figure 4-7). Les valeurs des températures sont regroupées dans le Tableau 4-6.

Tableau 4-6 : Différentes températures et position du point chaud.

	T_{max} (°C)	Position du point chaud	T_{moy} (°C)	T_{moys} (°C)
Maillage 2	94,6	Disque 16	76,5	54,0
Torriano et al.[85]	95,4	Disque 16	76,6	55,1

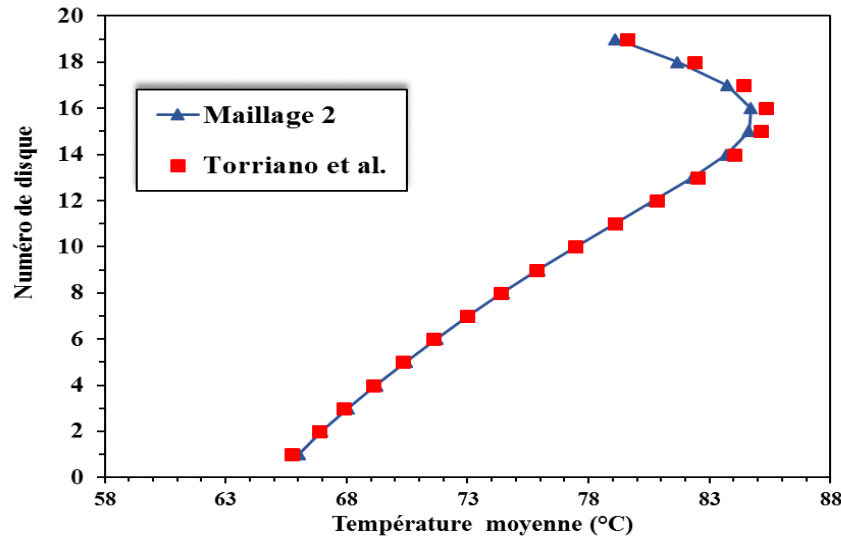


Figure 4-7: Comparaison des températures moyennes par disque.

Le Tableau 4-6 indique que les valeurs des températures associées au maillage 2 sont similaires à celles de Torriano et al. Les températures maximale, moyenne et celle à la sortie du domaine ont été légèrement sous-estimées avec des erreurs relatives respectives de 0,8%, de 0,1% et de 1,9%. Les faibles écarts constatés peuvent être attribués à l'approche numérique qui est différente. Torriano et al [85] ont utilisé un logiciel de volumes finis (ANSYS, 2365000 ddls) alors que nous avons utilisé un logiciel d'éléments finis (COMSOL, 1059514 ddls). On peut remarquer qu'avec peu d'éléments (faible temps de simulation) des résultats similaires ont été obtenus. Le profil de température de la Figure 4-7 est similaire à celui de Torriano et al [85].

Cependant un petit écart est observé sur les disques 15 à 19 où la température moyenne a été légèrement sous-estimée.

4.2.3 Conclusion partielle

Les résultats obtenus avec le module conjugué fluide-thermique « *Conjugate heat transfer* en anglais » du logiciel Comsol sont similaires à ceux de Torriano et al. Ce module semble être fiable et peut donc être utilisé pour conduire les études de l'impact du vieillissement des huiles sur le refroidissement des transformateurs de puissance (section 4.3). Ces études seront conduites en utilisant le modèle numérique thermofluidique de Torriano et al.

4.3 Études de l'impact du vieillissement sur la capacité de refroidissement des huiles

Ces études ont été effectuées pour deux types de convection: la convection naturelle et la convection forcée. Dans la convection naturelle, l'huile circule naturellement sous l'effet de la force volumique. Cette force est proportionnelle à la masse volumique qui varie sous l'effet de la variation de la température. Dans la convection forcée, l'huile est forcée à circuler au sein des enroulements du transformateur par des moyens mécaniques (pompes). Pour l'ensemble des simulations numériques réalisées, les conditions de simulations pour les deux types de convection en dehors de la vitesse à l'entrée du modèle numérique sont celles indiquées dans le Tableau 4-3. Les vitesses des huiles à l'entrée du modèle numérique sont données respectivement pour les convections naturelle et forcée dans les sections 4.3.1 et 4.3.2. Pour les échantillons des huiles MO, NE et SE neuves; vieilles à 500 heures, à 1500 heures et à 2500 heures, la démarche consiste à implanter dans le modèle numérique les équations empiriques

en fonction de la température des paramètres thermofluidiques développées dans la section 3.6 et ensuite à procéder aux différentes simulations numériques. Ces paramètres thermofluidiques sont : la viscosité dynamique, la masse volumique, la conductivité thermique et la chaleur spécifique. Les résultats ainsi que leurs interprétations et discussions sont présentés dans cette section. Les différents paramètres à comparer pour l'ensemble des durées de vieillissement sont :

- La valeur de la température du point chaud (T_{\max}) dans les enroulements : cette valeur est un paramètre essentiel qui doit être contrôlé et maintenu en dessous des limites acceptées au risque d'affecter la durée de vie du transformateur. Numériquement la valeur de T_{\max} est obtenue à l'aide de la fonction «*Surface Maximum*» du logiciel COMSOL appliquée sur l'ensemble de la géométrie du modèle numérique. Expérimentalement, elle est obtenue par mesure à l'aide de capteurs de température à fibre optique;

- La position du point chaud dans les enroulements : cette position est très importante car la valeur de T_{\max} en dépend. De façon générale le point chaud se situe dans la partie supérieure des enroulements (sur les derniers disques);

- La température moyenne des enroulements (T_{moy}) : le T_{\max} est certes l'un des paramètres les plus importants en ce qui concerne la durée du transformateur, mais il est ponctuel (localisé). L'intérêt du T_{moy} réside dans le fait qu'il donne une vue globale de l'ensemble des enroulements. Numériquement la valeur de T_{moy} est obtenue à l'aide de la fonction «*Surface Average*» du logiciel COMSOL appliquée sur l'ensemble des enroulements de la géométrie du modèle numérique. Dans la pratique cette valeur est

mesurée à l'aide de capteurs de température à fibre optique positionnés sur les disques centraux (suivant l'axe z) des enroulements;

-La distribution de la température en 2D axisymétrique : cette distribution permet de mettre en évidence les zones les plus chaudes et les zones les moins chaudes des enroulements;

-La distribution de la vitesse en 2D axisymétrique : il y a de façon générale une similitude entre distribution de température et distribution de vitesse, mieux c'est la distribution de la vitesse qui conditionne celle de la température;

-Les profils de la vitesse et de la température sur une ligne axiale de la géométrie : Ces profils permettront de mettre en évidence les distributions détaillées aussi bien sur les disques d'enroulements, que dans les canaux de refroidissement horizontaux.

Dans toute notre étude numérique, l'effet de la variation de la température extérieure (ambiante) n'est pas pris en compte. En effet c'est le modèle numérique de Torriano validé dans la section 4.2 qui est utilisé.

4.3.1 Étude en convection naturelle

Dans cette étude, la vitesse d'entrée du modèle de 0,0592 m/s correspondant au modèle de Torriano et al. (cf. Tableau 4-3) a été choisie pour l'huile MO. Concernant les vitesses d'entrée pour les huiles NE et SE, elles ont été fixées respectivement à 0,04 m/s et à 0,0445 m/s en tenant compte des résultats de la littérature [88]. Ces valeurs représentent respectivement 67% et 75% de celle de l'huile MO. En effet selon des résultats expérimentaux de la littérature, les vitesses d'entrée des huiles NE et SE sont inférieures à celle de l'huile MO tout en restant respectivement supérieures à 50% et à 60% de celle-ci [88].

4.3.1.1 Analyse des résultats

Les distributions de la température et celles de la vitesse en 2D axisymétrique en fonction du vieillissement pour les huiles MO, NE et SE sont présentées respectivement sur les figures 4.8 et 4.9 et les positions des points chauds sont données dans le tableau 4.7.

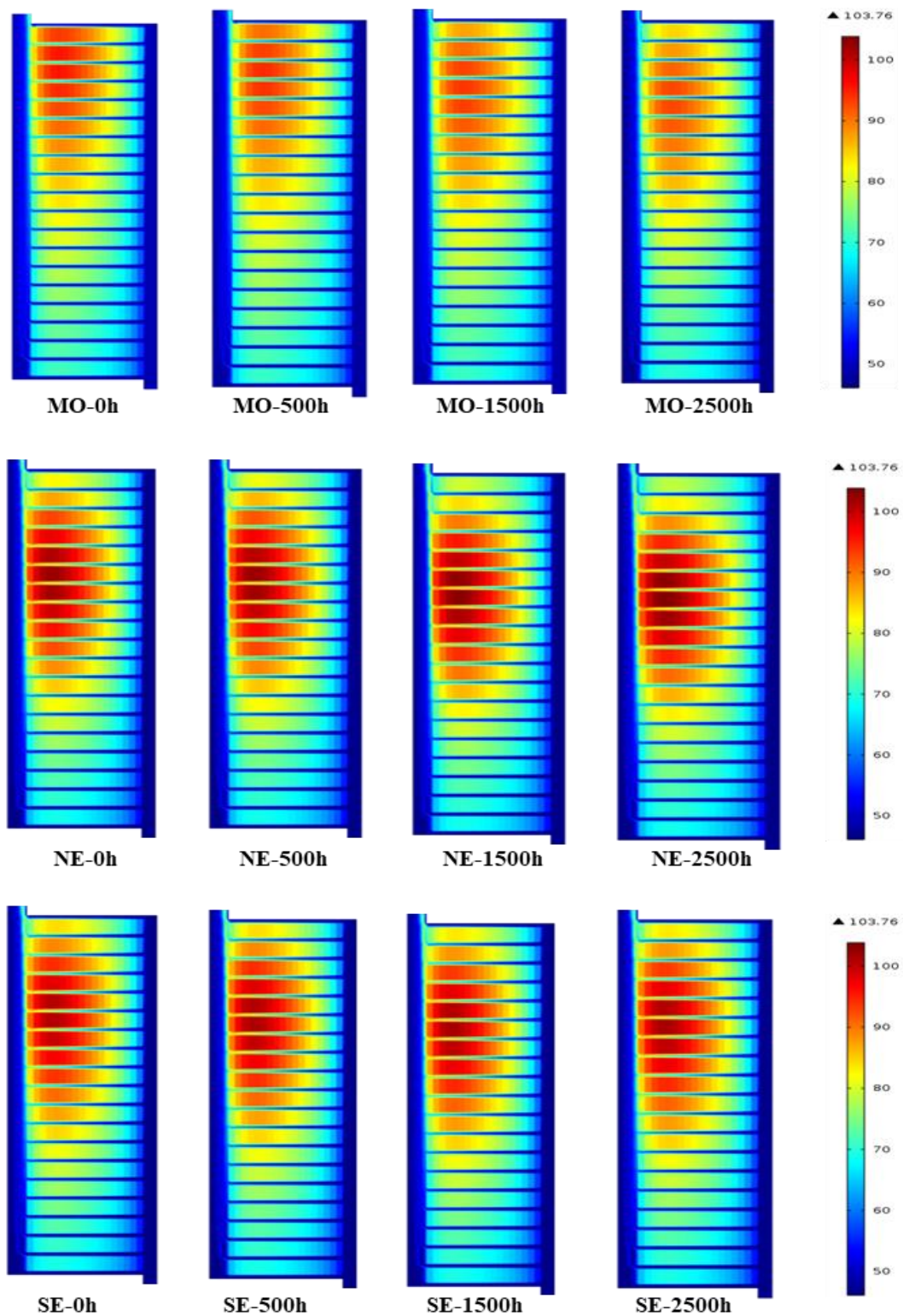


Figure 4-8: Distributions de la température en 2D axisymétrique des huiles MO, NE et SE en convection naturelle.

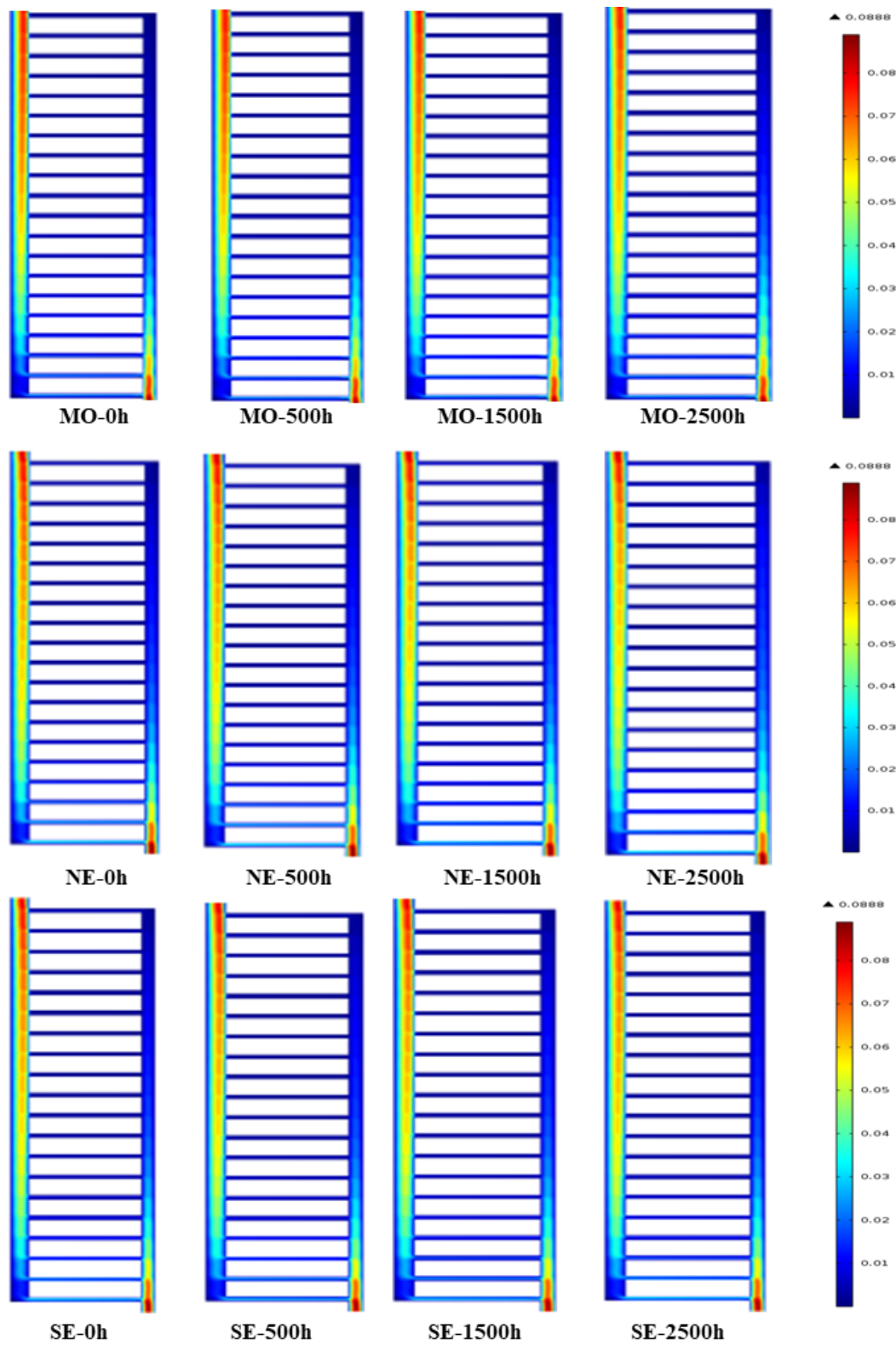


Figure 4-9: Distributions de la vitesse en 2D axisymétrique des huiles MO, NE et SE en convection naturelle.

Tableau 4-7 : Positions (n° de disque) des points chauds des huiles MO, NE et SE par durée de vieillissement en convection naturelle.

Huiles	0h	500h	1500h	2500h
MO	17	17	16	15
NE	14	14	13	13
SE	14	14	14	14

Sur la figure 4.8, on peut observer que pour les trois huiles et pour l'ensemble des durées de vieillissement, la zone de surchauffe contenant le point chaud se trouve dans la partie supérieure des enroulements. En d'autres termes, la partie inférieure des enroulements est mieux refroidie. Les distributions de la température en 2D axisymétrique sont justifiées par celles de la vitesse (figure 4.9). En effet, du fait de la différence de pression hydrostatique entre les deux canaux verticaux [85], l'huile passe du canal vertical externe vers le canal vertical interne en circulant principalement dans les canaux horizontaux du bas. Les disques encadrés par ces dits canaux sont donc les mieux refroidis. Ce phénomène justifie la position du point chaud dans la partie supérieure des enroulements. On voit clairement que la distribution de la vitesse conditionne celle de la température. Ce résultat est conforme à la littérature [84, 85], en effet dans un transformateur réel, l'huile refroidie par les radiateurs rentre par le bas des enroulements et en ressort par le haut réchauffé avant de retourner à nouveau dans les radiateurs.

Une analyse horizontale (par type d'huile et pour chaque Dva) de la figure 4.8 permet de remarquer que le vieillissement a un faible impact sur la distribution de la température. Cependant les résultats du tableau 4.7 indiquent pour l'huile MO que le point chaud pour les durées de 0 heure et de 500 heures est positionné sur le disque 17. Mais lorsque le vieillissement s'accroît, celui-ci se déplace vers le bas, il passe du disque 17 au disque 16 pour 1500 heures et au disque 15 pour 2500 heures. En ce qui

concerne l'huile NE, il passe du disque 14 au disque 13 pour 1500 heures et 2500 heures. Pour l'huile SE, le point chaud demeure sur le même disque (disque 14) pour les quatre Dva. Ce résultat suggère que pour la mesure expérimentale et la surveillance de la valeur de la température du point chaud dans les enroulements des transformateurs en service, les capteurs de température à fibre optique couramment utilisés [7, 88, 119], devraient être placés sur un intervalle de disques afin d'augmenter la probabilité de mesurer de façon effective la valeur du point chaud sur le long terme. Cette suggestion est limitée à notre étude, et d'autres travaux de recherche sont nécessaires pour en faire une généralité. L'intérêt de mesurer et de surveiller la valeur de T_{\max} réside dans le fait que pour garantir la durée de vie utile du transformateur, T_{\max} doit être inférieure à une valeur limite fixée par la norme [31, 72]. De plus si T_{\max} est supérieure à cette valeur limite, on peut dans la pratique baisser la charge du transformateur pour y remédier.

Une analyse verticale (comparaison entre les trois huiles pour chaque Dva) de la figure 4.8 permet d'observer que pour chaque Dva, les distributions de la température sont similaires pour les huiles esters NE et SE. En effet les positions des points chauds (tableau 4.7) pour ces deux huiles sont très proches comparativement à celui de l'huile MO.

Afin de mettre davantage en évidence l'écoulement de l'huile et son impact sur le refroidissement des enroulements, les distributions de la température et celles de la vitesse sur la ligne axiale de la géométrie à $r = 338,15$ mm pour les trois huiles et pour chaque Dva sont données sur la figure 4.10. Cette ligne axiale de la géométrie traverse le conducteur n°5 de tous les disques d'enroulements de la géométrie du modèle numérique. Pour l'ensemble des simulations numériques, le point chaud se situe

toujours sur ce conducteur 5 peu importe le numéro du disque sur lequel, ledit point chaud se positionne, d'où l'intérêt de ce choix.

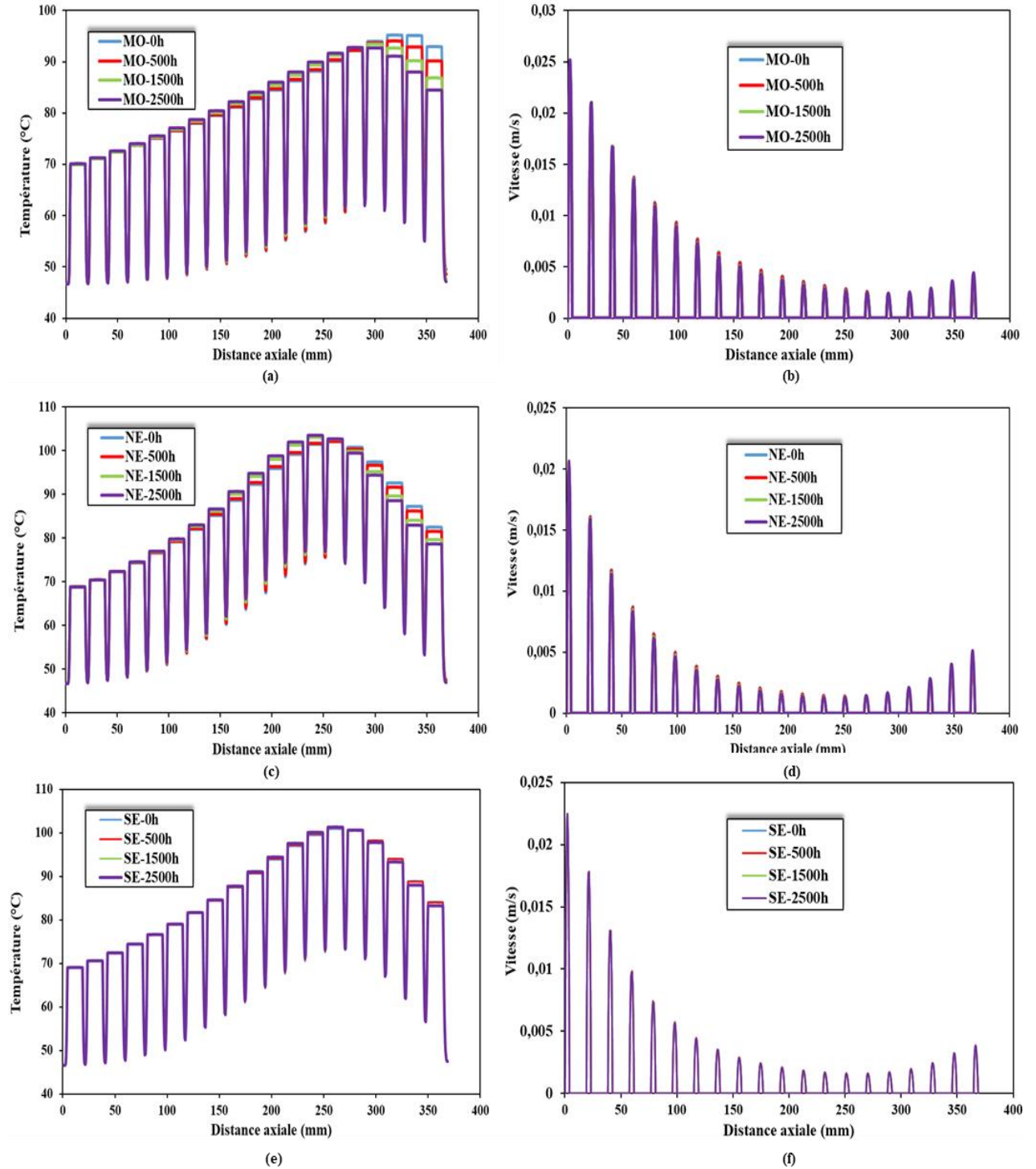


Figure 4-10: Distributions de la température et de la vitesse en fonction du Dva sur la ligne axiale du modèle numérique à $r= 338,15$ mm pour chaque type d'huile en convection naturelle: (a) et (b)-huile MO, (c) et (d)-huile NE, (e) et (f)-huile SE.

Sur la figure 4.10, on peut clairement observer que là où la vitesse est élevée la température est faible et vice versa. La distribution de la vitesse impacte donc celle de la température. Sur les profils de température de la figure 4.10, un phénomène d'inversion sur les derniers disques est observé. Cela laisse penser que sur ces disques, l'huile refroidit mieux avec le vieillissement. C'est un résultat inattendu.

La figure 4.11 présente l'évolution de la température du point chaud en fonction du vieillissement pour les huiles MO, NE et SE et la figure 4.12 présente celle de la température moyenne des enroulements.

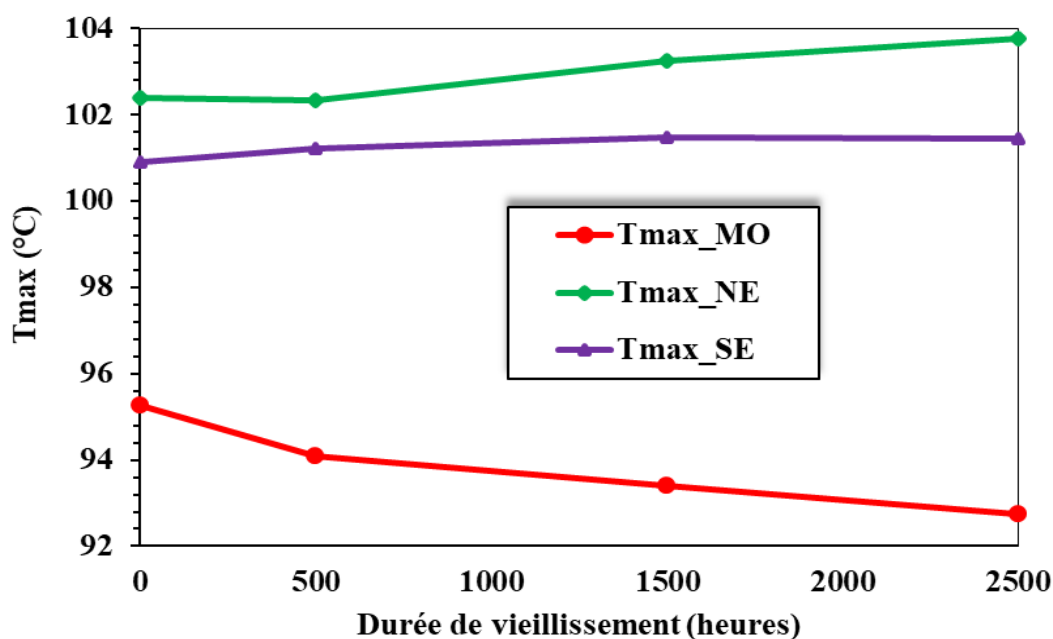


Figure 4-11: Évolution de la température du point chaud en fonction du vieillissement pour les huiles MO, NE et SE en convection naturelle.

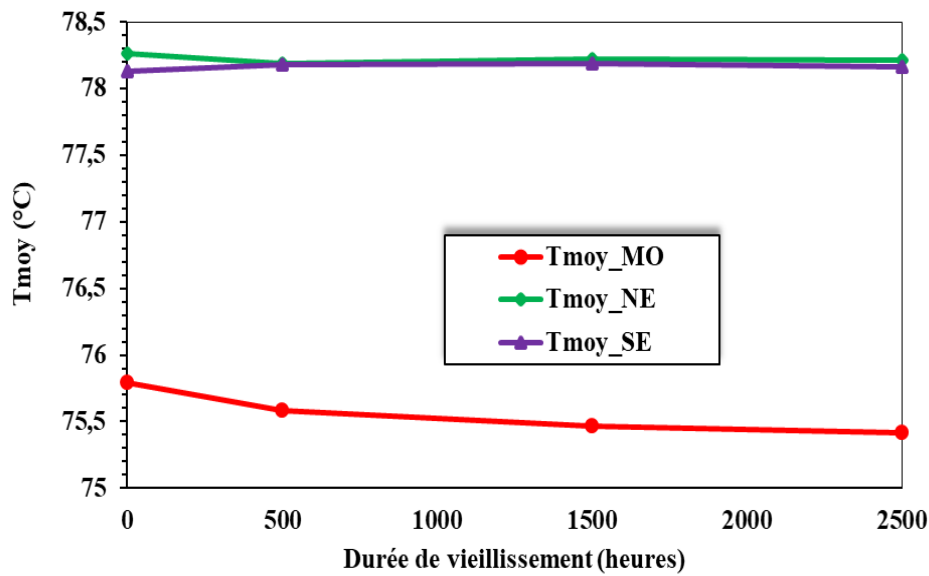


Figure 4-12: Évolution de la température moyenne des enroulements en fonction du vieillissement pour les huiles MO, NE et SE en convection naturelle.

Les résultats de la figure 4.11 indiquent que les valeurs de la température du point chaud pour les huiles NE et SE sont similaires et supérieures à celles de l'huile MO sur l'ensemble des Dva. Cette observation est aussi vérifiée pour les températures moyennes (figure 4.12). Une analyse des résultats des figures 4.11 et 4.12 par type d'huile, semble indiquer que le vieillissement a une faible influence sur la valeur de la température moyenne des enroulements et celle de la température du point chaud pour les huiles NE et SE avec des écarts par rapport à l'huile neuve, qui restent inférieurs à 0,1°C (soit 0,1%) pour T_{moy} et à 1,4°C (soit 1,3%) pour T_{max} . Au niveau de l'huile MO, le vieillissement a un faible impact sur la valeur de T_{moy} avec un écart qui reste inférieur à 0,4°C (soit 0,5%). En ce qui concerne la température du point chaud, une tendance à la baisse est observée : elle est de 1,8°C (soit 1,9%) pour 1500 heures et de 2,5°C (soit 2,6%) pour 2500h, c'est un résultat inattendu.

4.3.1.2 Conclusion partielle

Pour les huiles neuves et vieilles, le refroidissement des disques d'enroulements est fonction de la distribution de la vitesse. En d'autres termes, les distributions de la température et celles de la vitesse sont fortement liées. Le point chaud se situe toujours dans la partie supérieure des enroulements et se déplace du haut vers le bas au cours du vieillissement. Le vieillissement thermique semble avoir un faible impact sur la valeur de la température moyenne des enroulements et celle du point chaud. Cependant pour l'huile MO, une tendance à la baisse de T_{max} est observée au cours du vieillissement. De plus sur les profils de température, un phénomène d'inversion sur les derniers disques a été observé pour les trois huiles. Ces deux dernières observations constituent des résultats inattendus qui pourraient s'expliquer par le fait que nous faisons en réalité de la pseudo-convection naturelle en imposant une vitesse à l'entrée du modèle numérique. Par la suite, l'étude sera conduite en convection forcée.

4.3.2 Étude en convection forcée

Dans cette étude en convection forcée, une valeur typique de 0,1 m/s soit 100 mm/s a été choisie comme valeur de la vitesse d'entrée du modèle numérique pour les trois types d'huile à l'étude. En effet dans le cas de la convection naturelle, de façon générale selon la littérature [84, 85, 121], la vitesse d'entrée reste très largement inférieure à 0,1m/s. En convection forcée, afin d'éviter le phénomène d'électrisation statique la vitesse d'entrée doit toujours rester en dessous de 500 mm/s.

4.3.2.1 Analyse des résultats

L'évolution de la température du point chaud et celle de la température moyenne des enroulements en fonction du vieillissement pour les huiles MO, NE et SE sont données respectivement sur les figures 4.13 et 4.14.

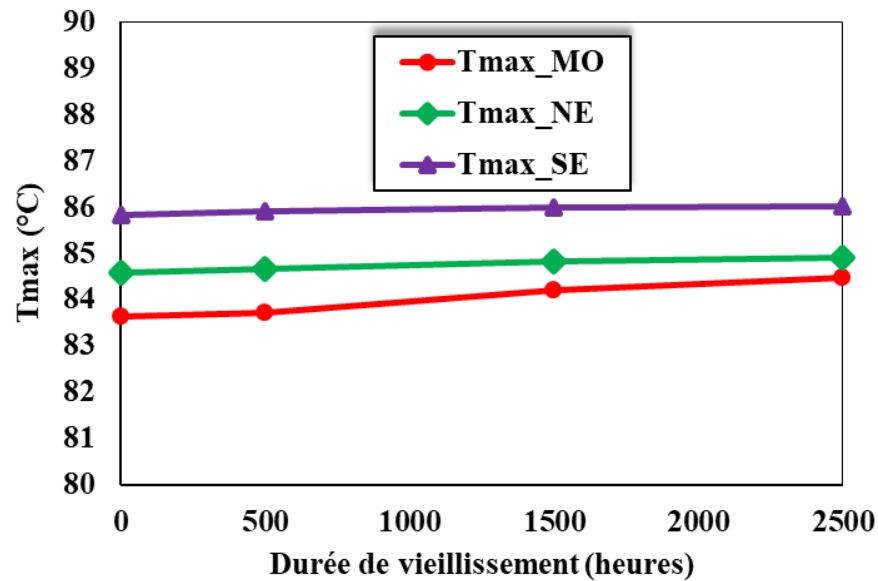


Figure 4-13: Évolution de la température du point chaud en fonction du vieillissement pour les huiles MO, NE et SE en convection forcée.

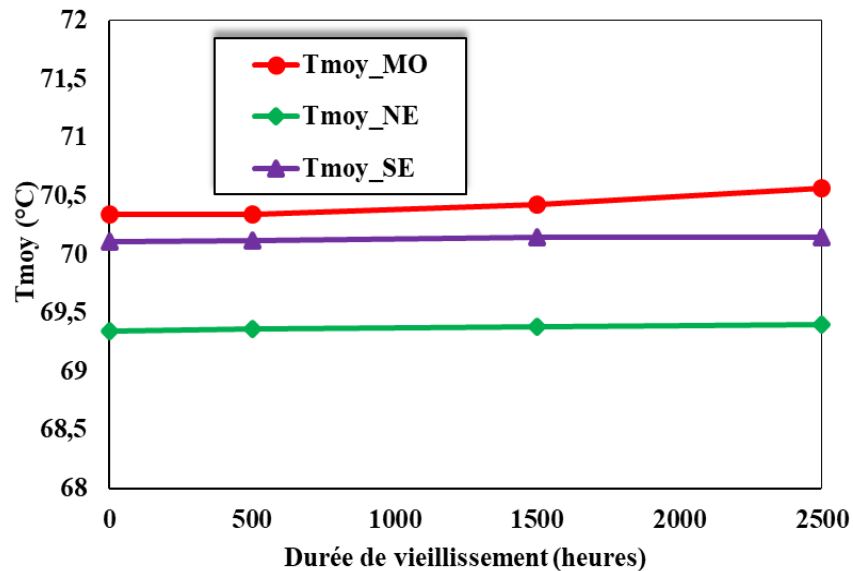


Figure 4-14: Évolution de la température moyenne des enroulements en fonction du vieillissement pour les huiles MO, NE et SE en convection forcée.

L'analyse des résultats de la figure 4.13 permet d'observer que les valeurs de la température du point chaud pour l'huile MO sont similaires à celles des huiles esters NE et SE sur l'ensemble des Dva. Cette observation est aussi vérifiée pour les températures moyennes (figure 4.14). Ce résultat est en conformité avec le rapport du groupe d'étude du Cigré A2.35 [6] qui stipule qu'en convection forcée, du fait de l'utilisation de pompes pour forcer la circulation de l'huile, il est possible de réduire, voire inhiber l'effet de la viscosité des huiles NE et SE. Cette viscosité est responsable du fait qu'en convection naturelle la valeur de la température du point chaud pour les huiles NE et SE est très largement supérieure à celle de l'huile MO.

Une analyse par type d'huile des résultats des figures 4.13 et 4.14, semble indiquer que le vieillissement a une faible influence sur la valeur de la température moyenne des enroulements et celle de la température du point chaud pour les trois huiles MO, NE et SE. Les écarts par rapport à l'huile neuve restent inférieurs à $0,8^{\circ}\text{C}$ (soit 0,9%) pour T_{max} et à $0,2^{\circ}\text{C}$ (soit 0,3%) pour T_{moy} . C'est un résultat intéressant, en effet ce résultat suggère que pour un transformateur en service, du point de vue de T_{max} (l'augmentation de T_{max} affecte la durée de vie du transformateur [72]), le vieillissement n'affecte pas T_{max} . T_{max} et T_{moy} des huiles esters sont similaires à celles de l'huile MO, de plus T_{max} et T_{moy} varient très faiblement avec le vieillissement. Ces deux constats associés au fait que selon la littérature scientifique le papier cellulose a une durée de vie plus élevée dans les huiles esters par rapport à l'huile minérale [11, 12, 64, 126], permettent de dire que les huiles esters semblent être de bonnes candidates pour le remplacement de l'huile MO.

Les distributions de la température et celles de la vitesse en 2D axisymétrique en fonction du vieillissement pour les huiles MO, NE et SE sont présentées respectivement sur les figures 4.15 et 4.16 et les positions des points chauds sont données dans le tableau 4.8.

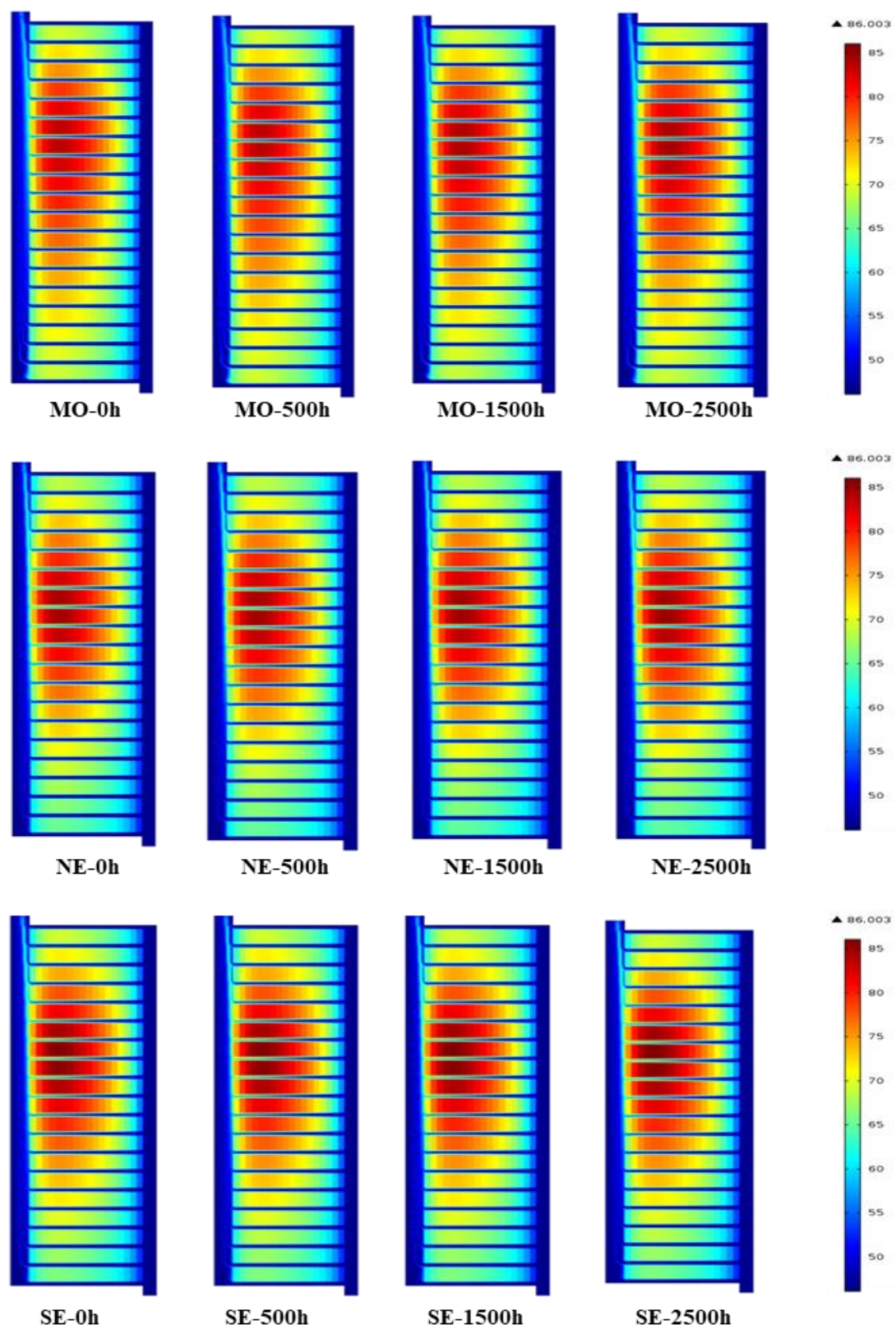


Figure 4-15: Distributions de la température en 2D axisymétrique des huiles MO, NE et SE en convection forcée.

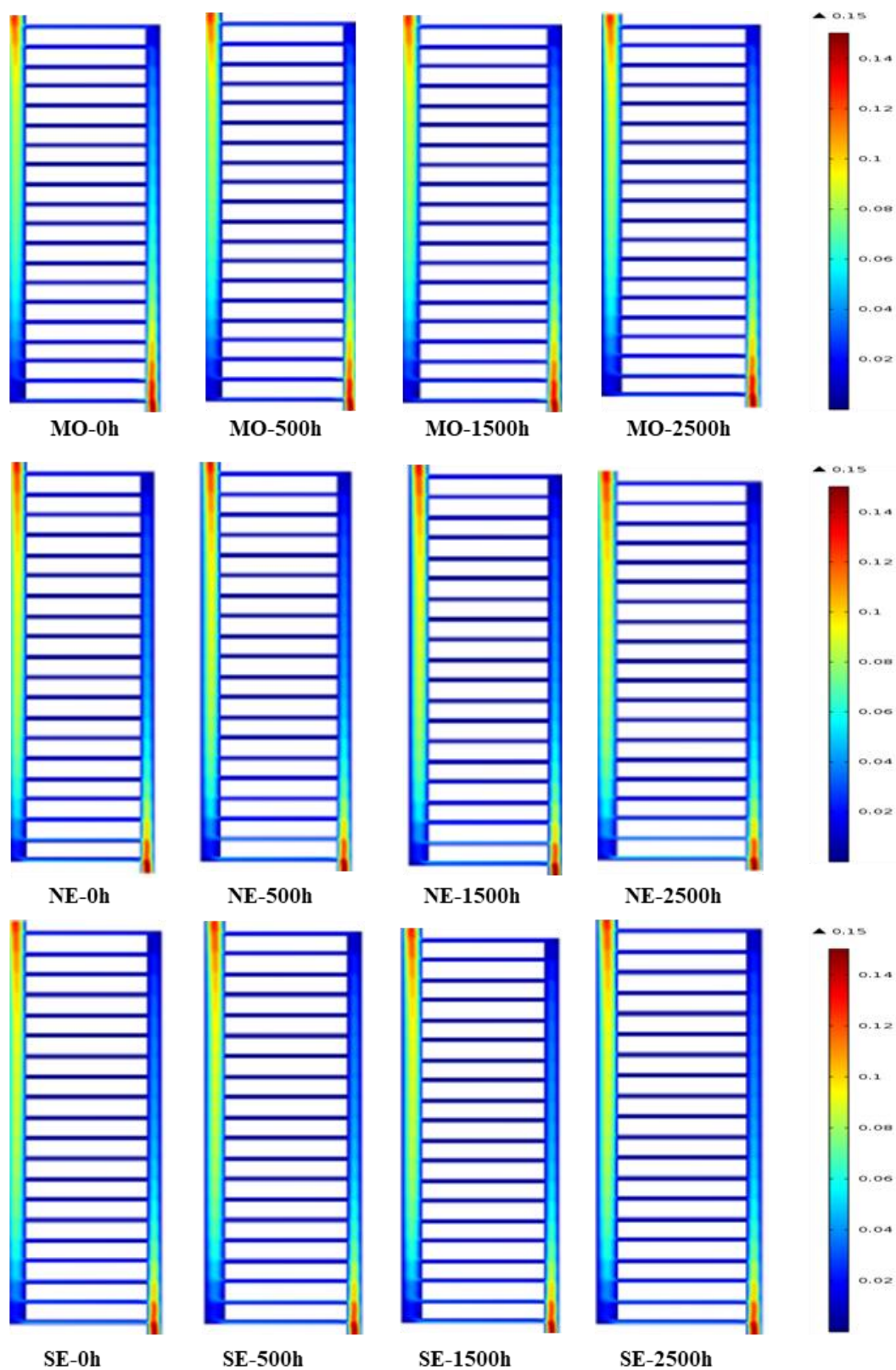


Figure 4-16: Distributions de la vitesse en 2D axisymétrique des huiles MO, NE et SE en convection forcée.

Tableau 4-8 : Positions (n° de disque) des points chauds des huiles MO, NE et SE par durée de vieillissement en convection forcée.

Huiles	0h	500h	1500h	2500h
MO	13	13	13	13
NE	12	12	12	12
SE	13	13	13	13

Les analyses horizontale (par type d'huile) et verticale (entre les trois types d'huile) des résultats de la figure 4.15 indiquent que les distributions de la température en 2D axisymétrique sont similaires pour toutes les Dva. Les disques d'enroulement du bas et ceux du haut sont les mieux refroidis. Sur les côtés (murs) verticaux adjacents au canal vertical interne de ces dits disques, on peut observer que les traînées de chaleur (*hot streaks* en anglais) sont totalement décollées et poussées dans ce dit canal. C'est ce qui justifie que ces disques soient les mieux refroidis, en effet selon la littérature, lorsque la vitesse est suffisamment élevée dans les canaux horizontaux, les traînées de chaleur sont évacuées au centre du canal vertical interne. À l'opposé, lorsque la vitesse est assez faible dans les canaux horizontaux, les traînées de chaleur restent collées aux murs verticaux des disques d'enroulement, ce qui a pour conséquence une augmentation de la température de ces disques [85]. Les distributions en 2D axisymétrique de la vitesse (figure 4.16) sont similaires pour les trois huiles et pour toutes les Dva. Sur ces distributions, on peut observer que l'huile circule essentiellement dans les canaux horizontaux du bas et ceux du haut, cela justifie les distributions en 2D axisymétrique de la température ci-dessus présentées. Les distributions en 2D axisymétrique de la température sont donc liées à celles de la vitesse. Les résultats du tableau 4.9, indiquent que pour chaque huile, le point chaud demeure sur le même disque pour toutes les Dva. Le point chaud est positionné sur le disque 13 pour les huiles MO et SE et sur le disque 12 pour l'huile NE. Les résultats

du tableau 4.8 suggèrent que les capteurs de température à fibre optique pour la mesure de T_{\max} soient placés sur le disque 13 pour les huiles MO et SE et sur le disque 12 pour l'huile NE. Bien entendu que la recommandation ci-dessus est limitée à notre présente étude et ne saurait être généralisée sans d'autres études indépendantes. D'après ce qui précède, en convection forcée, le vieillissement semble avoir un faible impact sur les distributions en 2D axisymétrique de la température et de la vitesse ainsi que sur la position du point chaud. En comparant les résultats de la convection forcée à ceux de la convection naturelle, on peut remarquer que les distributions de la température et celles de la vitesse, ainsi que la position du point chaud pour l'huile MO ont significativement varié de sorte à devenir similaires à celles des huiles NE et SE. En particulier pour la position du point chaud, elle est passée du disque 17 au disque 13. Les distributions de la température et de la vitesse des huiles esters NE et SE sont très proches de celles en convection naturelle avec un faible déplacement du point chaud: du disque 14 au disque 12 pour l'huile NE et du disque 14 au disque 13 pour l'huile SE). De façon générale, on distingue trois groupes de transformateurs : les transformateurs de distribution, de moyenne et de grande puissance [5, 31]. Les transformateurs de distribution fonctionnent uniquement en convection naturelle alors que ceux de moyenne et de grande puissance peuvent combiner les convections naturelle et forcée. En tenant compte de ces fonctionnements au niveau des transformateurs, les suggestions (à partir de nos résultats) d'installations de capteurs de température à fibre optique pour la mesure de la température du point chaud doivent être mises en œuvre en associant les résultats pour les deux types de convection. Selon donc nos résultats, ces capteurs doivent être placés sur des intervalles couvrant au

minimum: les disques 13 à 17 pour l'huile MO, les disques 12 à 14 pour l'huile NE et les disques 13 à 14 pour l'huile SE.

Pour analyser l'évolution des profils de la température et ceux de la vitesse en fonction du Dva selon l'axe z pour chaque huile, ceux-ci ont été tracés sur la ligne axiale de la géométrie à $r = 338,15$ mm représentés sur la figure 4.17.

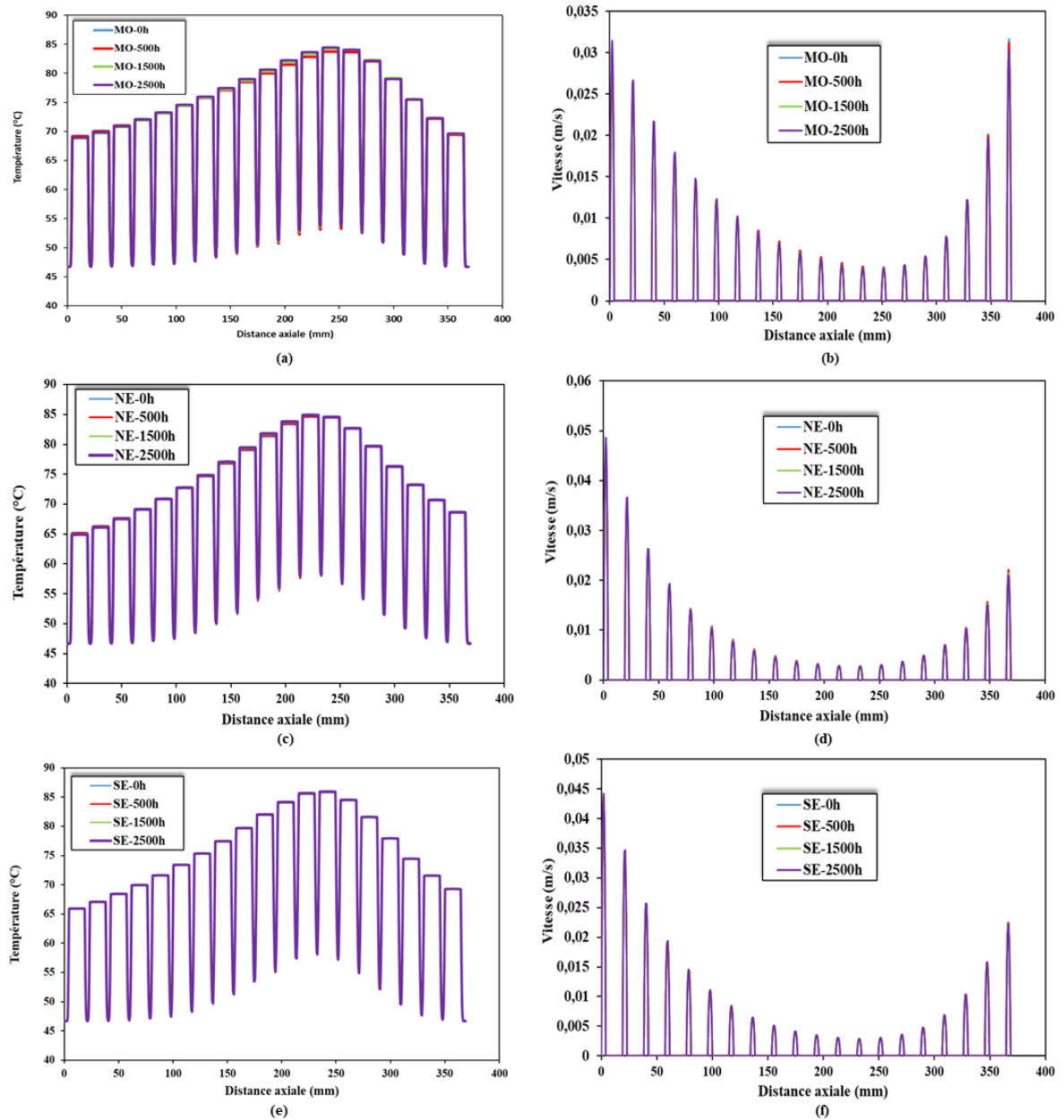


Figure 4-17: Distributions de la température et de la vitesse en fonction du Dva sur la ligne axiale du modèle numérique à $r = 338,15$ mm pour chaque type d'huile en convection forcée: (a) et (b)-huile MO, (c) et (d)-huile NE, (e) et (f)-huile SE.

Sur la figure 4.17, on peut clairement observer que là où la vitesse est élevée la température est faible et vice versa. La distribution de la vitesse impacte donc celle de la température. Sur les figures 4.17a, 4.17c, 4.17e, on peut observer qu'il n'y a pratiquement pas d'évolution de la température sur les profils en partant de l'huile neuve (0 heure) à l'huile vieillie à 2500 heures pour chaque type d'huile. Sur ces profils de température, on peut aussi voir que le phénomène d'inversion sur les derniers disques d'enroulement (disques du haut) observé en convection naturelle est totalement inhibé.

La figure 4.18 présente une comparaison des profils de la température sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour les huiles MO, NE et SE pour les quatre Dva, à savoir 0, 500, 1500 et 2500 heures.

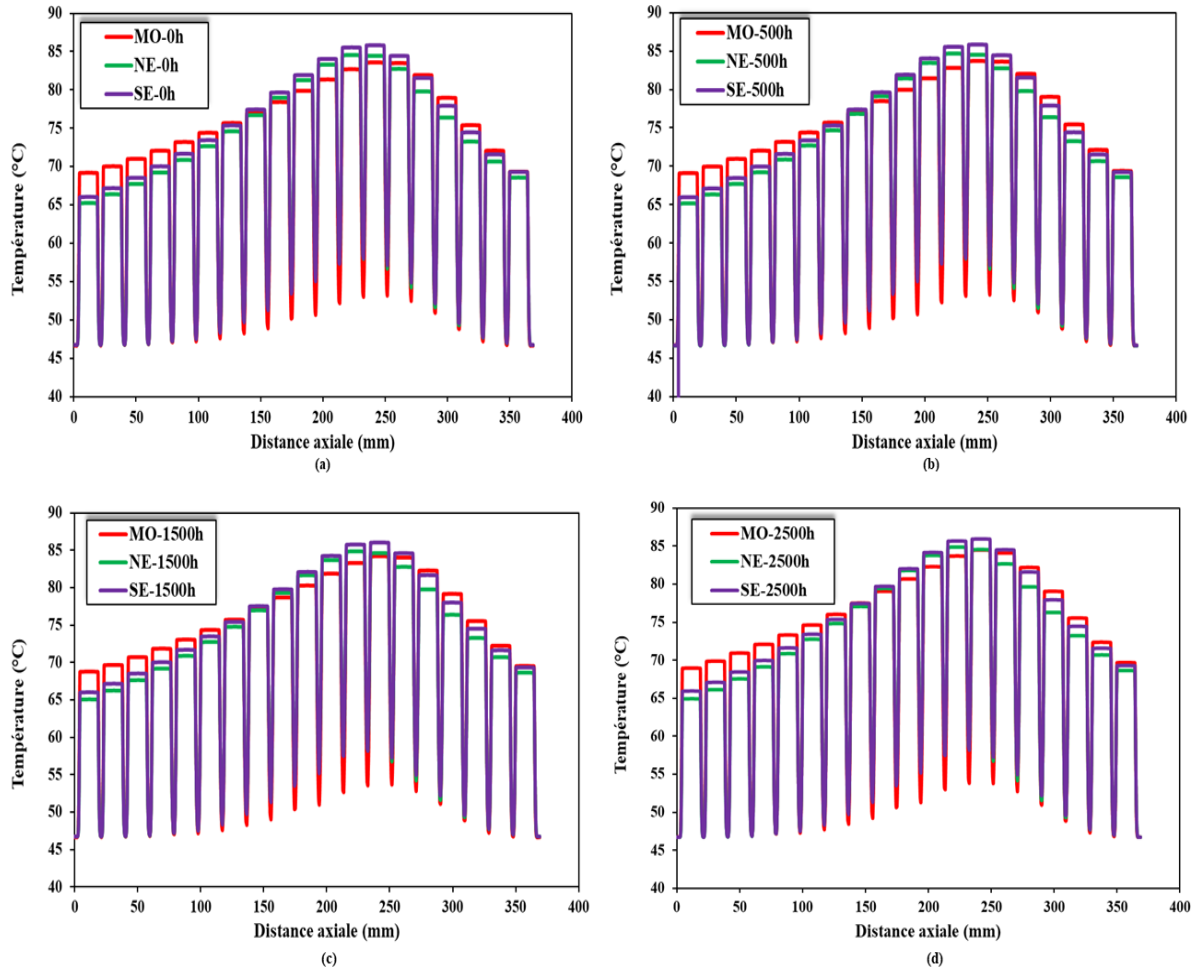


Figure 4-18: Comparaison des profils de la température sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour les huiles MO, NE et SE en convection forcée: (a) huiles neuves, (b) huiles vieilles à 500 heures, (c) huiles vieilles à 1500 heures, (d) huiles vieilles à 2500 heures.

Sur la figure 4.18, on peut observer d'une part que les profils de la température des huiles NE et SE sont assez proches et d'autre part que sur certains disques, les températures pour l'huile MO sont supérieures à celles des huiles NE et SE. La dernière observation constitue un résultat inattendu à mettre à l'actif des huiles esters NE et SE comme huiles alternatives intéressantes à l'huile minérale.

4.3.2.2 Conclusion partielle

Le vieillissement thermique semble avoir un faible impact sur la valeur de la température du point chaud et celle de la température moyenne des enroulements. Le

refroidissement des disques d'enroulement est fonction de la distribution de la vitesse de l'huile. Le point chaud demeure sur le même disque d'enroulement pour chaque type d'huile et pour toutes les Dva. Le phénomène d'inversion observé dans le cas de la convection naturelle est quasiment inhibé. Il a été observé sur les profils de température suivant l'axe z que sur certains disques d'enroulement, les températures pour l'huile MO sont supérieures à celles des huiles NE et SE.

4.3.3 Étude de l'impact de la présence de la boue : Cas particulier de l'huile MO

Cette étude a été conduite dans le but de prendre en compte l'effet de la présence de la boue dans le modèle numérique. Comme indiqué dans les sections 2.7.1 et 2.7.2, la boue formée comme produit final du processus d'oxydation de l'huile est attirée dans les enroulements sous l'effet de la force diélectrophorétique. Lors des expériences de vieillissements thermiques accélérés en laboratoire, il y a eu apparition de la boue pour les durées de vieillissement de 1500 heures et de 2500 heures. Pour cette raison, la présente étude considère uniquement ces deux durées de vieillissement.

4.3.3.1 Mesure de la masse volumique de la boue

La mesure de la masse volumique de la boue de l'huile minérale vieillie est un processus inhabituel, une démarche expérimentale typique a donc été développée. Le schéma synoptique indiquant la procédure expérimentale suivie est donné à la Figure 4-19.

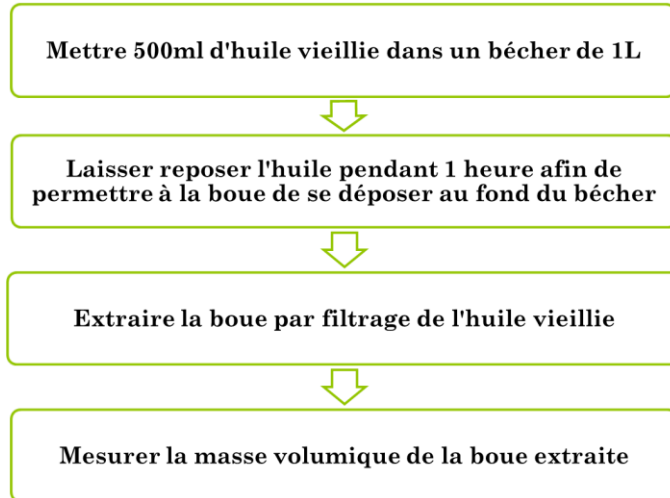


Figure 4-19 : Démarche expérimentale typique développée pour la mesure de la masse volumique de la boue de l'huile MO.

Les résultats obtenus sont donnés sur la Figure 4-20.

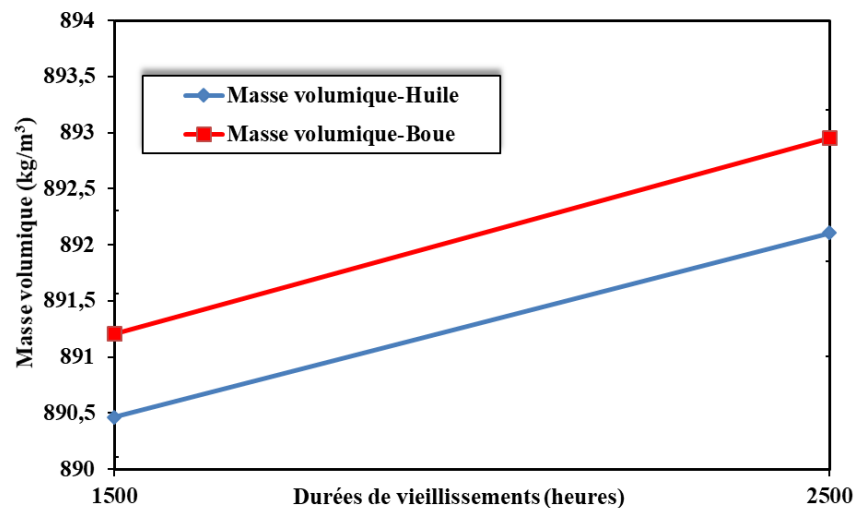


Figure 4-20 : Masses volumiques de la boue et de l'huile MO pour les durées de vieillissement de 1500 heures et de 2500 heures.

D'après les résultats de la Figure 4-20, la masse volumique de la boue est similaire à celle de l'huile. En effet les écarts restent inférieurs à l'incertitude sur la mesure qui est de 1,1 kg/m³. Ce résultat constituera la base pour le développement de la stratégie de positionnement de la boue dans les canaux horizontaux de refroidissement dans la section suivante.

4.3.3.2 Stratégie de positionnement de la boue dans les canaux

Dans cette section, il s'agit de déterminer et de justifier la position de la boue dans la géométrie du modèle numérique. À partir des résultats de mesures des masses volumiques de l'huile et de la boue, qui laissent entrevoir que celles-ci sont similaires, le critère approprié pour le positionnement de la boue dans les canaux horizontaux des enroulements est le critère basé sur la distribution de la vitesse. En d'autres termes, il y aura plus d'accumulation de boue dans les zones à très faible vitesse d'écoulement (zones mortes), spécifiquement entre les disques d'enroulements. Par la suite, les résultats de simulations numériques de la distribution selon les lignes de courant (*streamline* en anglais) en couleur rose de la vitesse pour les durées de vieillissement de 1500 heures et de 2500 heures sans prise en compte de la boue sont donnés sur la Figure 4-21.

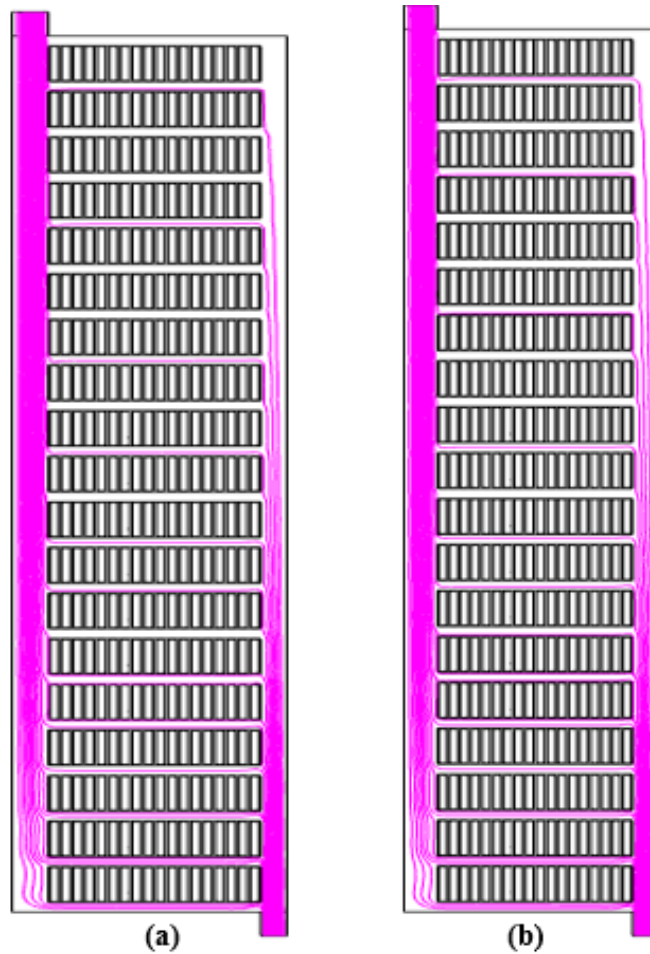


Figure 4-21 : Distributions de la vitesse de l'huile MO selon les lignes de courant pour 1500 heures (a) et pour 2500 heures (b).

L'analyse des résultats de la Figure 4-21, suggère qu'on peut insérer de la boue dans les canaux horizontaux 3, 4 et 7 à 20 pour 1500 heures et aussi pour 2500 heures. De la boue a été insérée dans les canaux 7, 8, 11, 12, 14, 16 et 17 pour 1500 heures et dans les canaux 9, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19 et 20 pour 2500 heures. L'épaisseur de la boue a été fixée de sorte que la température maximale de 2500 heures soit supérieure à celle de 1500 heures. Un extrait de la disposition physique de la boue (canaux 16 et 17) pour 1500 heures est donné à la Figure 4-22 (zones colorisées en bleu).

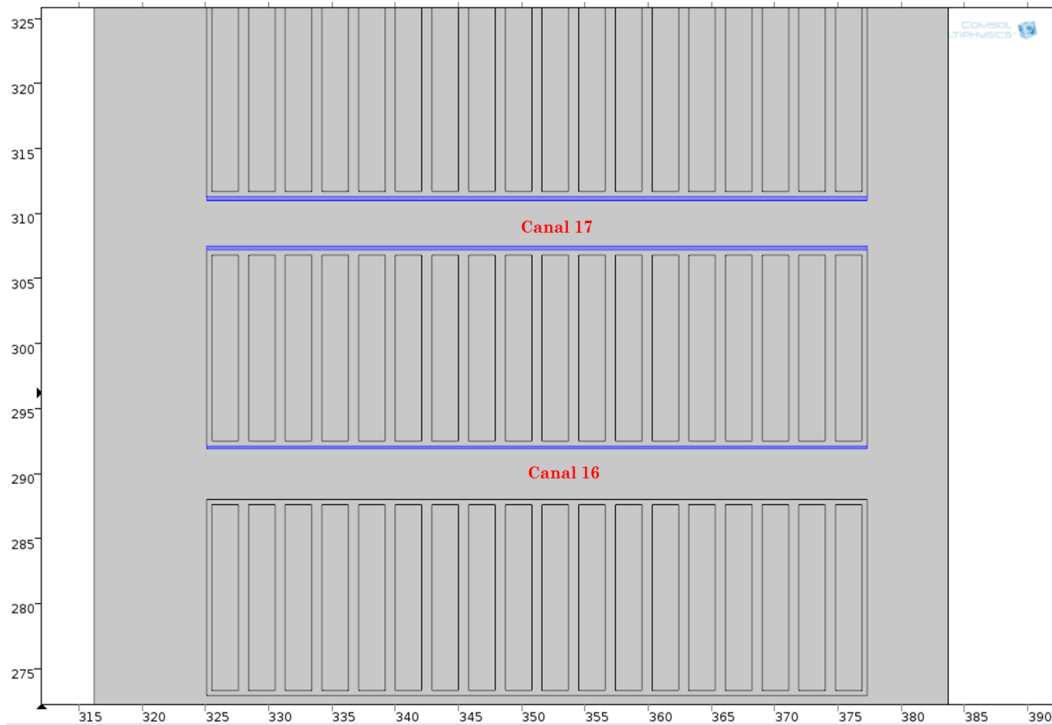


Figure 4-22 : Un extrait de la disposition physique de la boue (en bleu) dans les canaux 16 et 17 pour 1500 heures.

4.3.3.3 Étude du raffinement du maillage

Avec la prise en compte de la boue, la géométrie de base est modifiée. Pour cette raison, une étude de raffinement de maillage s'avère nécessaire aussi bien pour la durée de vieillissement de 1500 heures que pour celle de 2500 heures. Les résultats de l'étude du raffinement de maillage pour 1500 heures, sont donnés dans le Tableau 4-9. Et ceux de l'étude du raffinement de maillage pour 2500 heures, sont donnés dans le Tableau 4-10.

Tableau 4-9: Résultats de l'étude du raffinement de maillage pour 1500 heures.

Maillages	ddl	T_{\max} (°C)	Position du point chaud	Bilan d'énergie (W)	T_{moy} (°C)
Maillage 1	552666	97,9	Disque 16	186,6	76,5
Maillage 2	1060867	98,2	Disque 16	73,7	76,6
Maillage 3	2005506	98,3	Disque 16	70,1	76,7

Tableau 4-10: Résultats de l'étude du raffinement de maillage pour 2500 heures.

Maillages	ddls	T_{\max} (°C)	Position du point chaud	Bilan d'énergie (W)	T_{moy} (°C)
Maillage 1	545616	100	Disque 15	121,1	77,3
Maillage 2	1184455	101	Disque 15	82,2	77,5
Maillage 3	2096317	101	Disque 15	69	77,5

L'analyse des résultats des tableaux 4.9 et 4.10 indique d'une part que les températures maximales et moyennes sont similaires. De plus, la valeur du bilan d'énergie est meilleure pour le maillage 3 pour les deux durées, de 1500 heures et de 2500 heures. Pour la suite de l'étude numérique, le maillage 3 avec 2005506 ddls a été retenu pour la durée de 1500 heures et pour 2500 heures c'est le maillage 3 avec 2096317 ddls.

4.3.3.4 Analyse des résultats de simulation

Les évolutions de la température du point chaud pour l'huile MO avec boue et sans boue en convection naturelle sont données sur la figure 4.23 et celles en convection forcée sont données sur la figure 4.24.

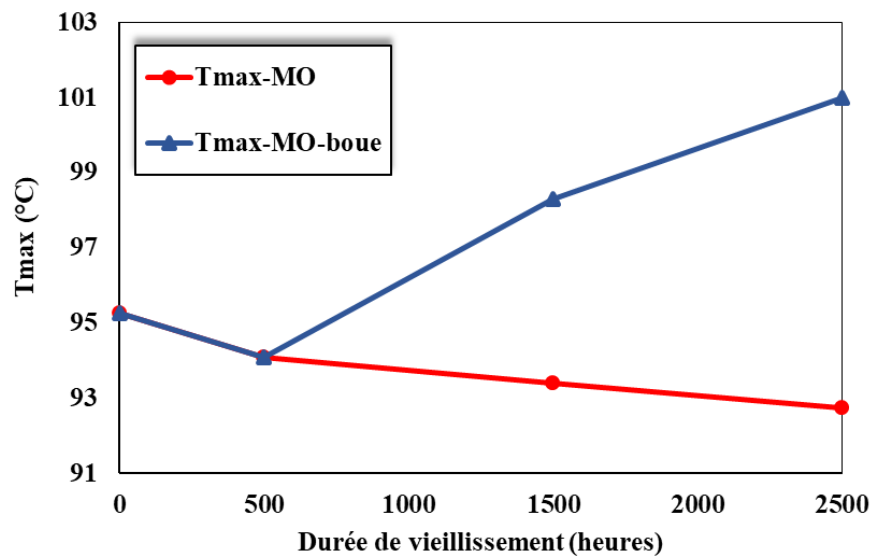


Figure 4-23: Évolution de la température du point chaud pour l'huile MO avec boue et sans boue en convection naturelle.

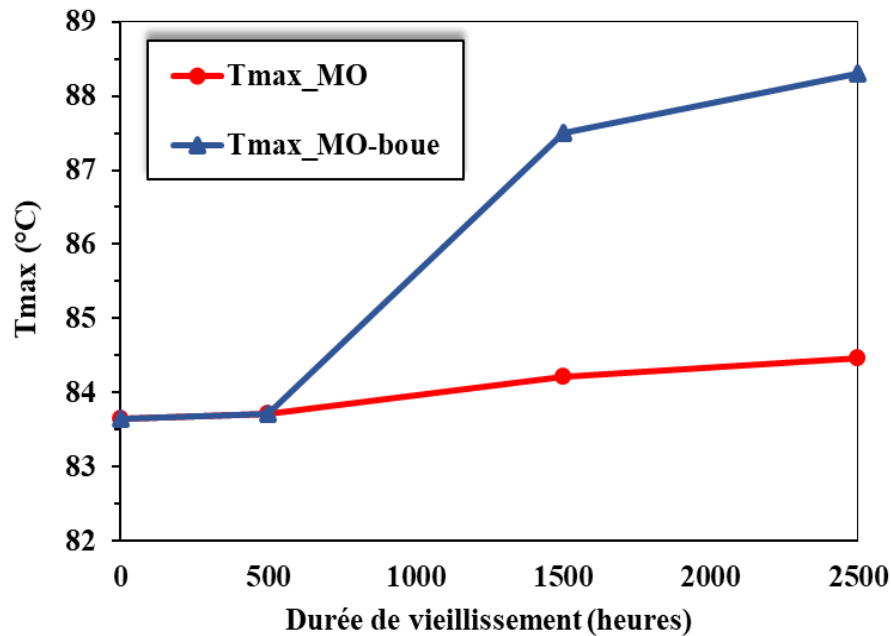


Figure 4-24: Évolution de la température du point chaud pour l'huile MO avec boue et sans boue en convection forcée.

Les résultats des sections 4.3.1 et 4.3.2 ont montré que le vieillissement a un faible impact sur le T_{\max} de l'huile MO sans boue. Ces résultats sont donnés sur les figures 4.23 et 4.24 et comparés avec ceux de l'huile MO avec boue. Sur ces deux figures, l'on peut observer qu'avec la prise en compte de la boue, T_{\max} augmente de façon significative. En convection naturelle, l'écart par rapport à l'huile neuve est de 3°C, soit une augmentation relative de 3,2% pour 1500 heures et de 5,7°C, soit 6% pour 2500 heures. En convection forcée, l'écart par rapport à l'huile neuve est de 3,8°C, soit une augmentation relative de 4,6% pour 1500 heures et de 4,6°C, soit 5,6% pour 2500 heures. Cette augmentation de T_{\max} pourrait affecter la durée de vie du transformateur [72].

Les distributions de la température en 2D axisymétrique en convection naturelle et en convection forcée sont données respectivement sur les figures 4.25 et 4.26.

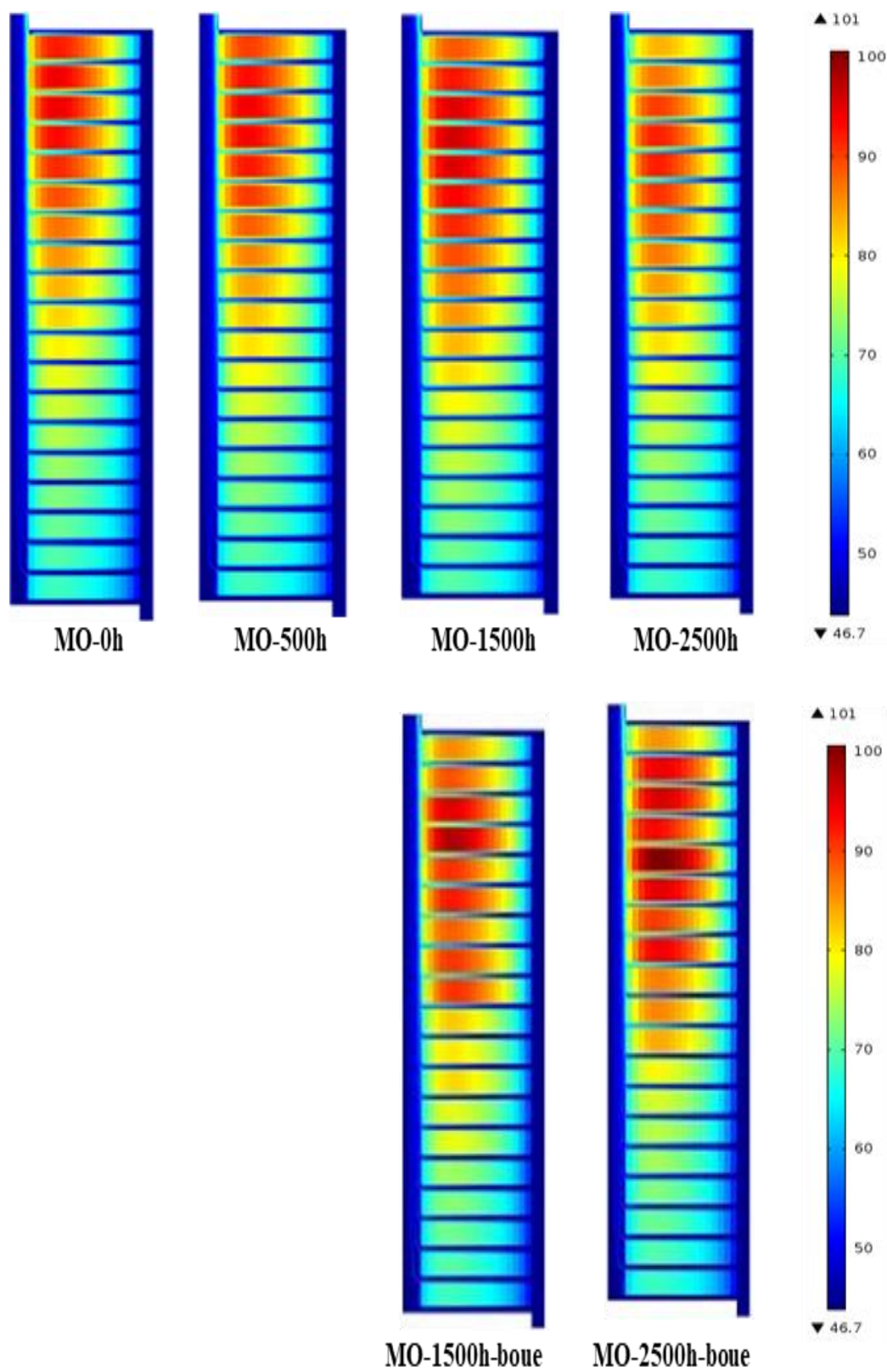


Figure 4-25: Distributions en 2D axisymétrique de la température pour l'huile MO avec boue et sans boue en convection naturelle.

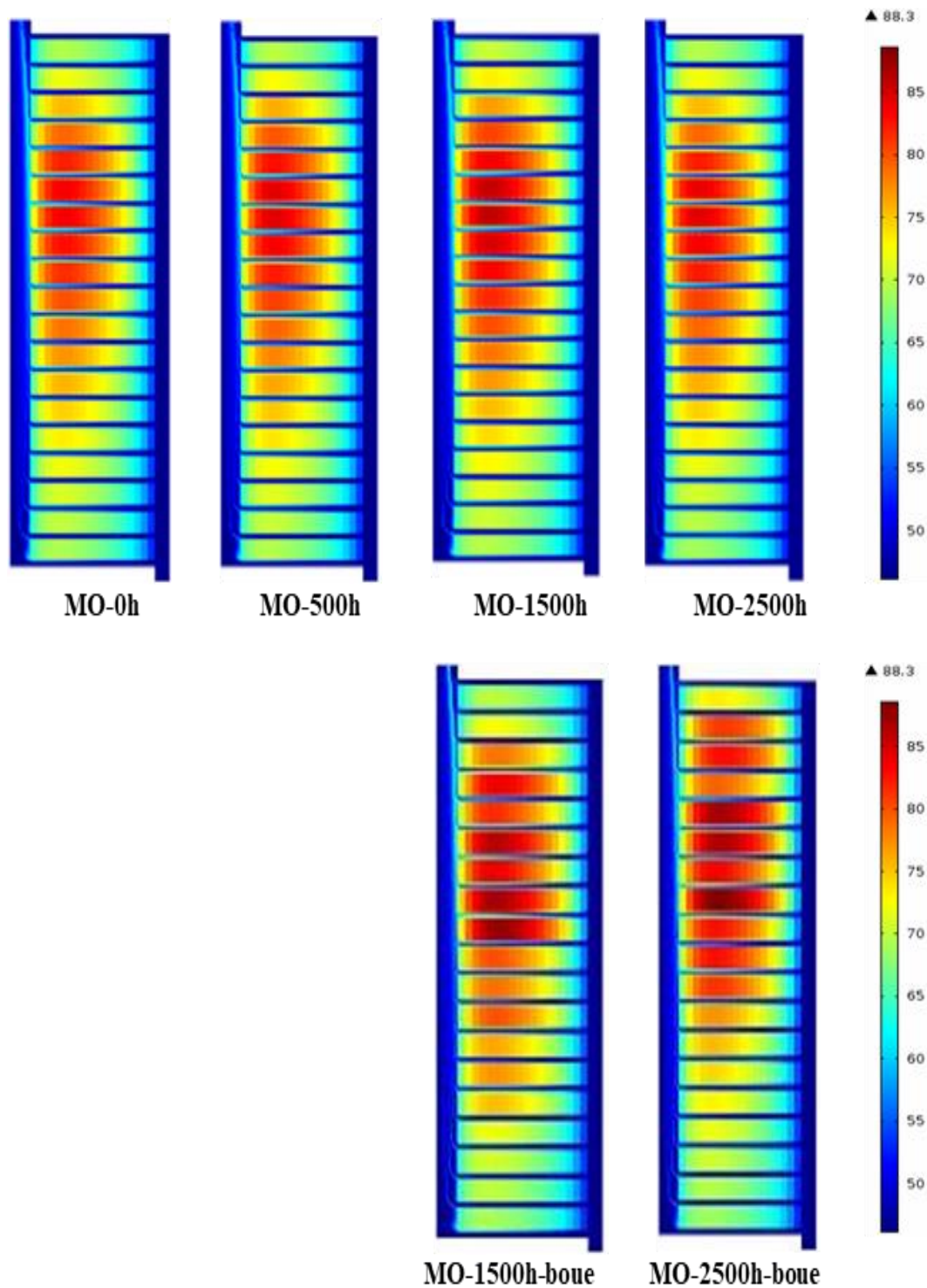


Figure 4-26: Distributions en 2D axisymétrique de la température pour l'huile MO avec boue et sans boue en convection forcée.

Sur les figures 4.25 et 4.26, on peut observer que sans la présence de la boue les distributions sont similaires de 0 à 2500 heures. Mais avec la prise en compte de celle-

ci, les distributions sont fortement modifiées pour 1500 et 2500 heures. Les figures 4.27 à 4.34 présentent les profils de la vitesse sur la ligne axiale de la géométrie à $r=338,15$ mm pour 1500 heures et 2500 heures sans boue et avec boue pour les deux types de convection. Sur les figures 4.27, 4.29, 4.31 et 4.33, les intervalles à vitesse nulle correspondent aux hauteurs des disques d'enroulements et ceux à vitesse non nulle, les canaux horizontaux de refroidissement. Sur les figures 4.28, 4.30, 4.32 et 4.34, du fait de la présence de la boue, on peut observer à certains endroits, une réduction des hauteurs des canaux (voir les zones entourées en rouge). Cette réduction entraîne une modification de la distribution de la vitesse, qui semble être responsable de la forte modification des distributions de la température en 2D axisymétrique observée sur les figures 4.25 et 4.26.

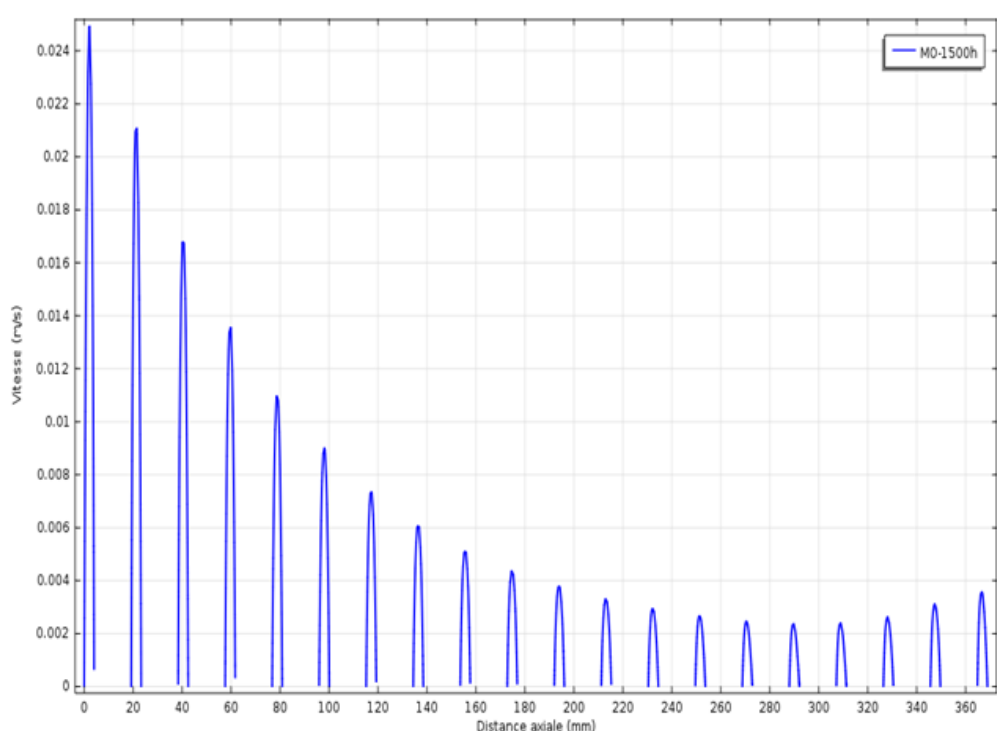


Figure 4-27: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 1500 heures sans boue en convection naturelle.

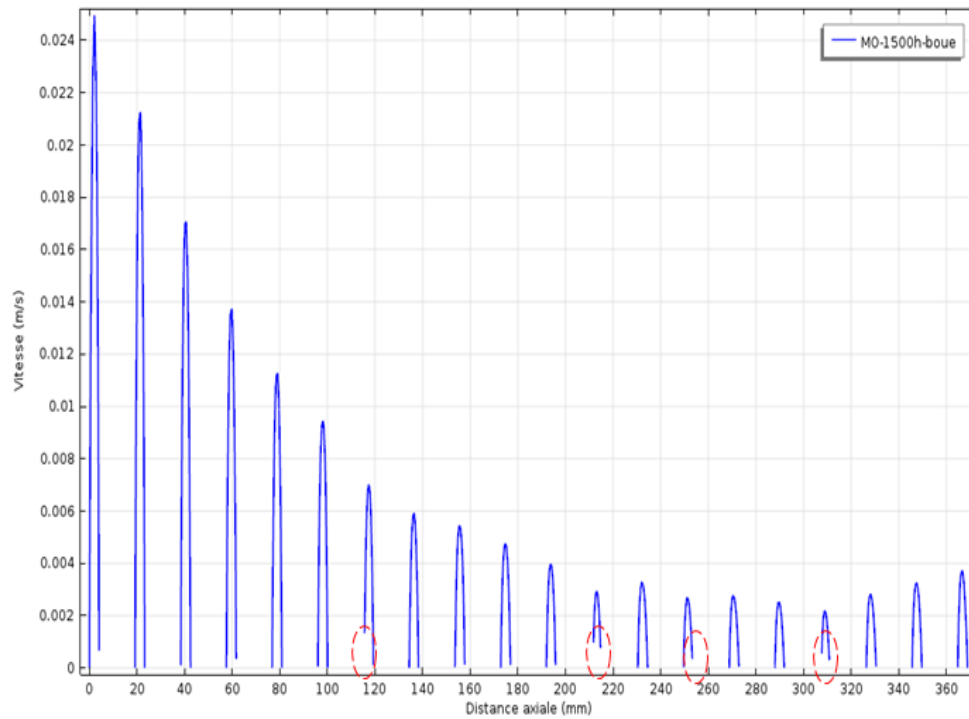


Figure 4-28: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r= 338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 1500 heures avec boue en convection naturelle.

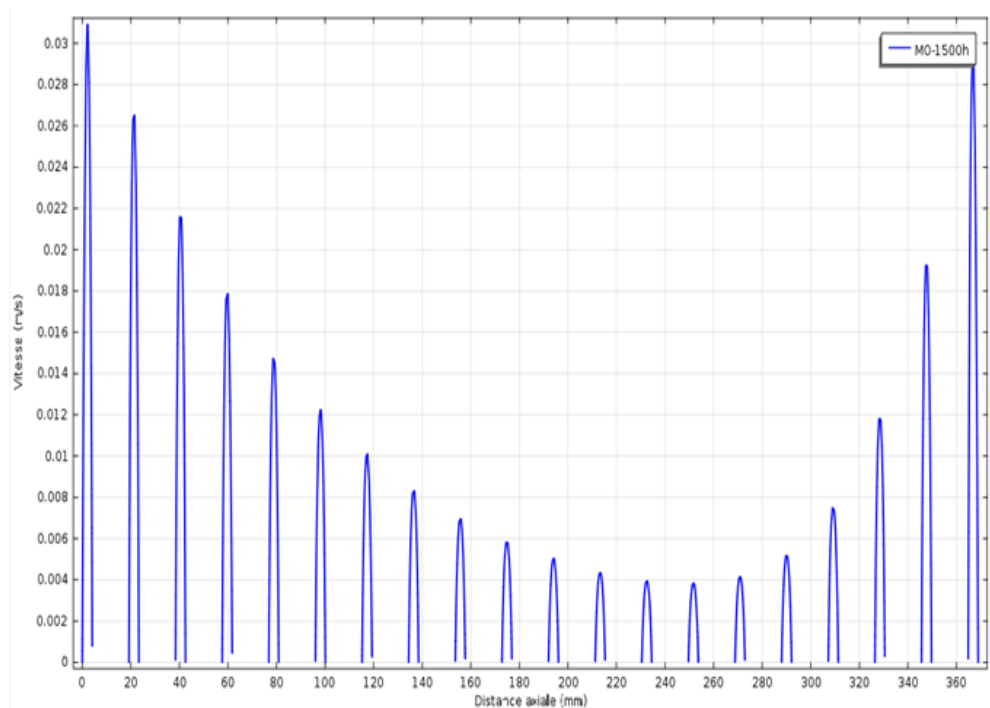


Figure 4-29: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r= 338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 1500 heures sans boue en convection forcée.

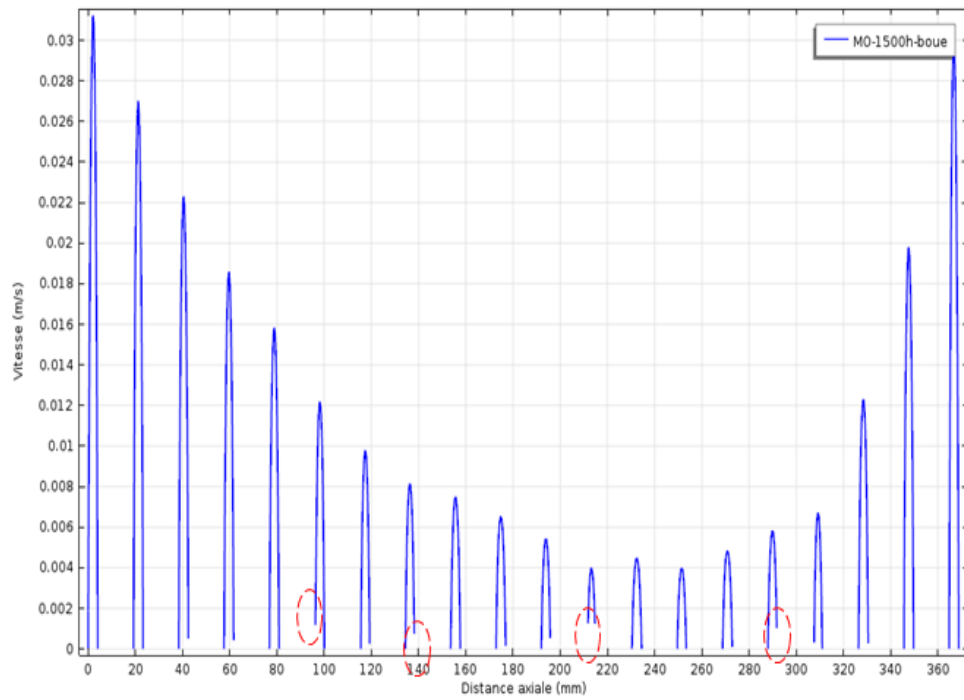


Figure 4-30: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 1500 heures avec boue en convection forcée.

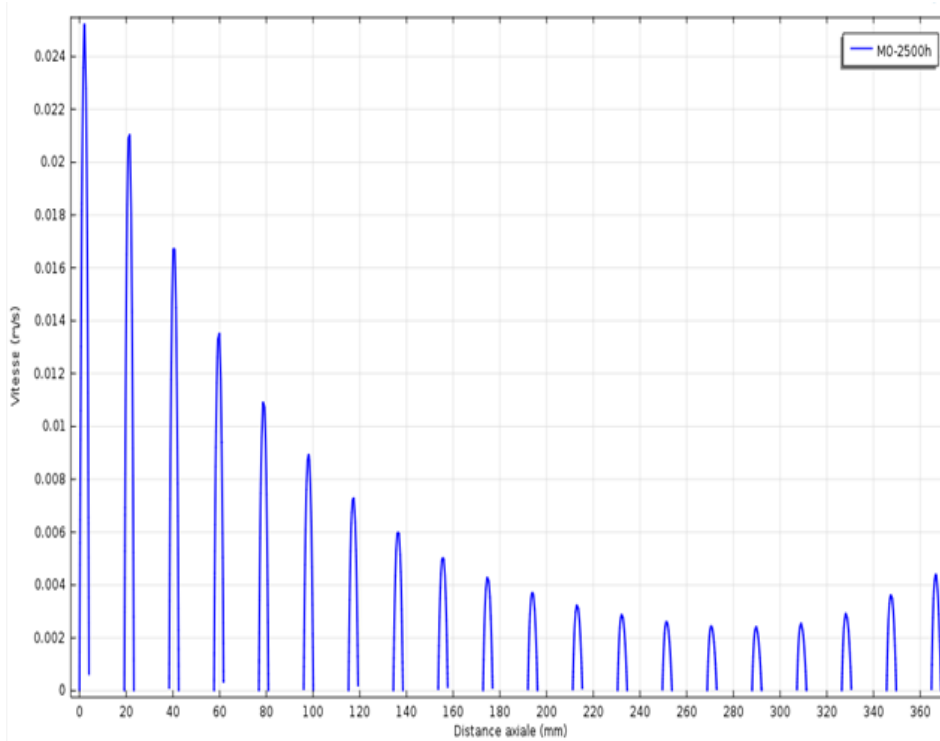


Figure 4-31: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 2500 heures sans boue en convection naturelle.

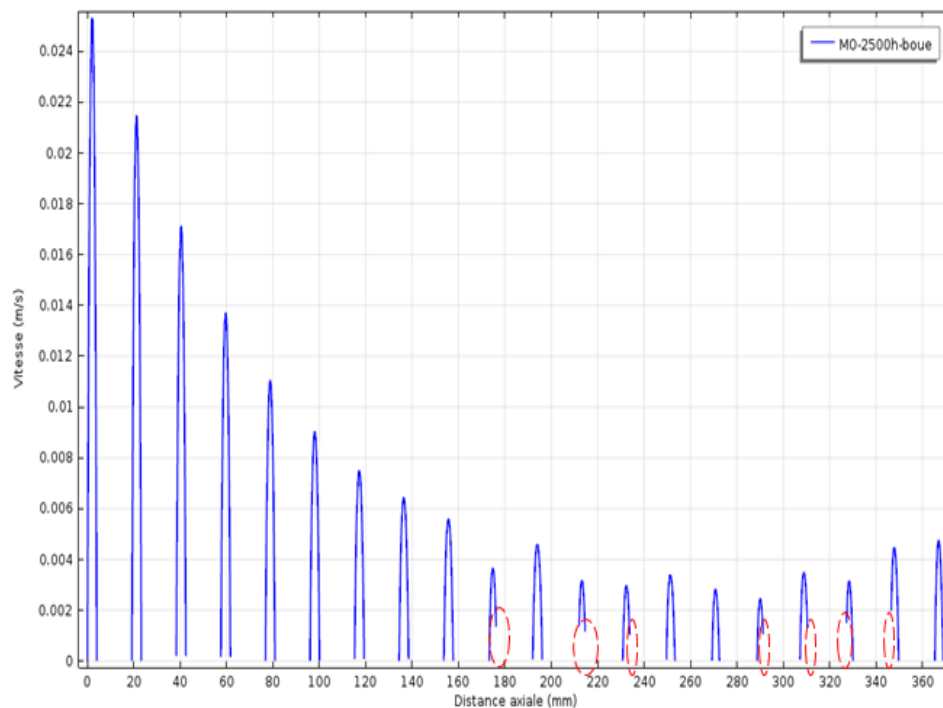


Figure 4-32: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 2500 heures avec boue en convection naturelle.

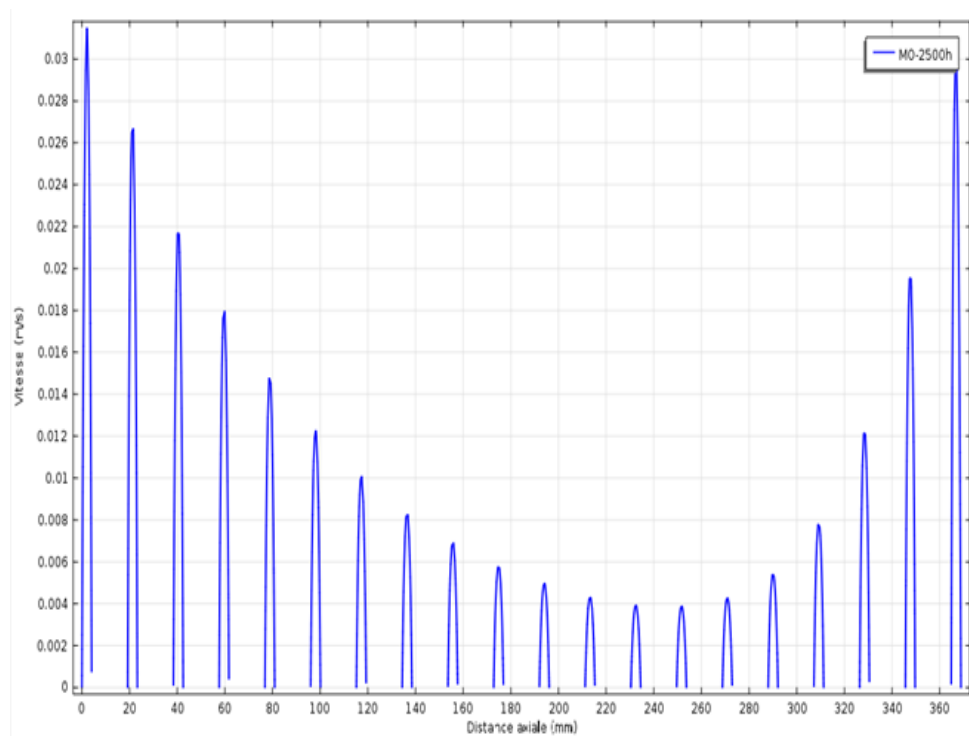


Figure 4-33: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 2500 heures sans boue en convection forcée.

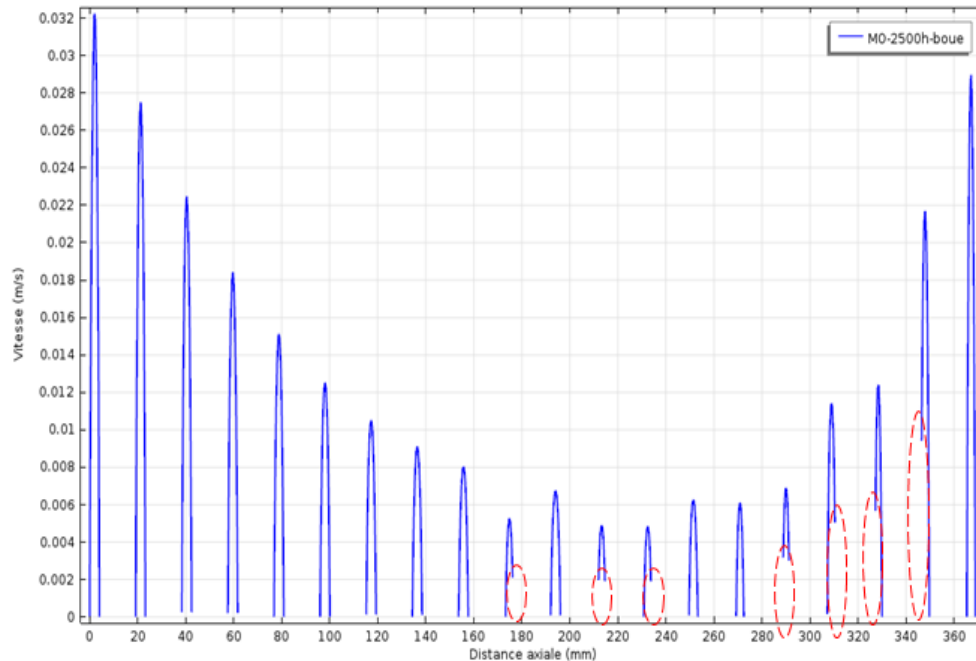


Figure 4-34: Distributions de la vitesse sur la ligne axiale du modèle numérique à $r=338,15$ mm pour l'huile MO vieillie à 2500 heures avec boue en convection forcée.

Les positions du point chaud en convection naturelle et en convection forcée sont données respectivement dans les tableaux 4.11 et 4.12. En convection naturelle, les positions du point chaud restent inchangées. Cependant en convection forcée, on observe un léger changement de la position du point chaud, il passe du disque 13 au disque 11 pour 1500 heures et du disque 13 au disque 12 pour 2500 heures. Ces observations rejoignent les suggestions indiquées dans les sections 4.3.1 et 4.3.2 au sujet de l'installation des capteurs à fibre optique pour la mesure de T_{\max} , à savoir qu'il faut les installer sur un intervalle de disques.

Tableau 4-11 : Positions (n° de disque) des points chauds de l'huile MO sans boue et avec boue par durée de vieillissement en convection naturelle.

Huiles	0h	500h	1500h	2500h
MO	17	17	16	15
MO avec boue	-	-	16	15

Tableau 4-12 : Positions (n° de disque) des points chauds de l'huile MO sans boue et avec boue par durée de vieillissement en convection forcée.

Huiles	0h	500h	1500h	2500h
MO	13	13	13	13
MO avec boue	-	-	11	12

4.3.3.5 Conclusion partielle

Avec la prise en compte de la boue, en convection naturelle comme en convection forcée, T_{\max} augmente de façon significative à partir de 1500 heures, cela pourrait affecter la durée de vie du transformateur en service. De plus la distribution de la température dans l'ensemble des enroulements est fortement modifiée. Quant à la position du point chaud, elle est plus centrée (par rapport à la géométrie) en convection forcée comparativement à la convection naturelle. Les huiles esters ne produisant pas de boue au cours du processus d'oxydation, elles présentent donc un avantage indéniable comparativement aux huiles MO.

4.4 Conclusion

Ce présent chapitre a été consacré à l'étude numérique. Cette étude a été faite à partir des équations mathématiques empiriques développées dans le chapitre 3 (section 3.6). Le principal but a été d'étudier l'impact du vieillissement thermique des huiles à PFE sur leur capacité de refroidissement des enroulements des transformateurs comparativement à l'huile minérale. Cette étude comporte deux parties:

- La première partie a été consacrée au développement et à la validation du modèle numérique multiphysique. Dans cette partie, le modèle numérique thermofluidique de Torriano et al [85] a été reproduit permettant ainsi de vérifier que le module conjugué fluide-thermique «*Conjugate heat transfer*» du logiciel Comsol est

fiable et peut donc être utilisé pour conduire les études de l'impact du vieillissement des huiles sur le refroidissement des transformateurs de puissance.

-La deuxième partie a traité de l'impact du vieillissement thermique sur la capacité de refroidissement des différentes huiles (huiles MO, NE et SE). Les résultats obtenus indiquent qu'en convection naturelle comme en convection forcée, le vieillissement a un faible impact sur la valeur de la température du point chaud. Le refroidissement des disques d'enroulements est fonction de la distribution de la vitesse pour toutes les Dva. Le point chaud se situe toujours dans la partie supérieure des enroulements et se déplace du haut vers le bas au cours du vieillissement. Cette observation permet de suggérer que pour la mesure expérimentale et la surveillance de T_{\max} dans les enroulements des transformateurs en service, les capteurs de température à fibre optique couramment utilisés devraient être installés sur un intervalle de disques plutôt que sur un seul disque. Cela permettrait d'augmenter la probabilité de mesurer de façon effective T_{\max} . De façon spécifique en convection forcée, il a été observé d'une part que les valeurs de T_{\max} pour l'huile MO sont similaires à celles des huiles esters NE et SE sur l'ensemble des Dva et d'autre part que sur les profils de température suivant l'axe z, les températures pour l'huile MO sont supérieures à celles des huiles NE et SE sur certains disques d'enroulement. Cette observation constitue un résultat positif à mettre à l'actif des huiles esters NE et SE comme huiles alternatives à l'huile minérale. Pour le cas particulier de l'huile MO avec boue, en convection naturelle comme en convection forcée, T_{\max} augmente de façon significative à partir de 1500 heures, cela pourrait affecter la durée de vie du papier cellulose d'où celle du transformateur en service.

Chapitre 5 : CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

La durée de vie d'un transformateur est liée à celle de son isolation solide. L'un des ennemis du système d'isolation est la chaleur produite aussi bien par les enroulements que par le circuit magnétique. Le refroidissement des enroulements est donc un impératif pour le bon fonctionnement du transformateur. Depuis près d'un siècle, l'huile minérale est par excellence l'huile utilisée pour le refroidissement des transformateurs. Plusieurs études datant de 2008 ont montré que 50% de la population mondiale des transformateurs est classée vieillissante (presqu'en fin de vie utile) alors que la demande en énergie électrique est sans cesse croissante [13]. Ceux-ci seront de plus en plus surchargés et donc chaufferont davantage. Ainsi, de nombreuses études sur des huiles alternatives ou de remplacement sont en cours à travers le monde entier. Le présent projet de recherche s'inscrit dans ce cadre. Les résultats de cette recherche contribueront à donner une réponse à la question : « les huiles végétales et synthétiques peuvent-elles remplacer les huiles minérales dans les transformateurs de puissance? ».

L'objectif global de ce présent travail de recherche a été d'apporter une contribution notable à l'étude des huiles à point de feu élevé comme alternatives à l'huile minérale pour utilisation dans les transformateurs de puissance. Les objectifs spécifiques associés à l'objectif global étaient résumés comme suit:

- Étudier l'impact du vieillissement thermique des huiles sur leurs propriétés physicochimiques et thermofluidiques;
- Rechercher des relations entre les paramètres thermofluidiques et les propriétés physicochimiques des huiles;

- Développer des équations empiriques pour les propriétés thermofluidiques des huiles en fonction de la température afin de mener l'étude numérique;
- Développer un modèle numérique multiphysique (thermofluidique) à l'aide du logiciel COMSOL Multiphysics 4.3a pour l'étude de l'impact du vieillissement sur la capacité de refroidissement des huiles minérales et des huiles à PFE à partir des équations empiriques développées.

Pour atteindre ces objectifs, deux études ont été conduites : une étude expérimentale et une étude numérique. L'étude expérimentale a consisté à faire des vieillissements thermiques en laboratoire et à procéder aux mesures des propriétés physicochimiques et thermofluidiques des huiles. L'étude numérique quant à elle a consisté à se servir des résultats expérimentaux pour développer un modèle numérique.

Pour l'étude de l'impact du vieillissement thermique des huiles sur leurs propriétés physicochimiques et thermofluidiques: l'huile SE est la plus stable à l'oxydation, vient ensuite l'huile NE et enfin l'huile MO. En d'autres termes, le vieillissement thermique a un impact plus important sur l'huile MO comparativement aux huiles alternatives. En ce qui concerne les propriétés thermofluidiques, le vieillissement thermique a un impact sur la viscosité cinématique et sur la masse volumique. Mais du point de vue du diagnostic des huiles des transformateurs (selon les valeurs fixées par les normes ASTM), le vieillissement thermique a un impact seulement considérable pour la viscosité cinématique de l'huile NE.

Pour l'étude des possibles relations entre les paramètres thermofluidiques et les propriétés physicochimiques des huiles, une relation directe entre le DDP (produits de dégradation dissous) et l'augmentation de la viscosité cinématique de l'huile NE au cours du vieillissement a été observée.

Pour le développement des équations empiriques en fonction de la température pour les propriétés thermofluidiques des huiles : à partir des mesures, des équations empiriques de la viscosité dynamique, de la masse volumique, de la conductivité thermique et de la chaleur spécifique en fonction de la température pour chaque Dva ont été développées. La fiabilité de ces équations empiriques a été vérifiée en comparant les valeurs mesurées à celles estimées à partir de ces équations. Ces équations sont donc utilisables pour mener des études numériques multiphysiques, car elles reflètent la réalité physique.

Les résultats de simulations numériques obtenus indiquent qu'en convection naturelle comme en convection forcée, le vieillissement a un faible impact sur la valeur de T_{\max} . Le point chaud se situe toujours dans la partie supérieure des enroulements et se déplace du haut vers le bas au cours du vieillissement. Ce qui permet de suggérer que pour la mesure expérimentale et la surveillance de T_{\max} sur les disques des enroulements des transformateurs en service, les capteurs de température à fibre optique couramment utilisés devraient être installés sur un intervalle de disques plutôt que sur un seul disque afin d'augmenter la probabilité de mesurer de façon effective T_{\max} . De façon spécifique en convection forcée, il a été observé d'une part que les valeurs de T_{\max} pour l'huile MO sont similaires à celles des huiles esters NE et SE sur l'ensemble des Dva et d'autre part que sur les profils de température suivant l'axe z, les températures pour l'huile MO sont supérieures à celles des huiles NE et SE sur certains disques d'enroulement. Cette observation constitue un résultat positif à mettre à l'actif des huiles esters NE et SE comme huiles alternatives à l'huile minérale. Pour le cas particulier de l'huile MO avec boue, en convection naturelle ou forcée, T_{\max}

augmente de façon significative. Cela pourrait affecter la durée de vie du papier cellulose d'où celle du transformateur en service.

Les résultats pertinents obtenus dans ce travail de recherche contribuent à militer en faveur de l'utilisation des huiles NE et SE comme huiles alternatives à l'huile minérale dans les transformateurs de puissance.

Ce sujet de recherche est le premier du genre au sein de la chaire de recherche sur le Vieillissement de l'Appareillage Haute Tension (ViAHT). C'est donc un nouvel axe de recherche qui nécessitera très certainement la définition de nouveaux sujets de recherche. À ce titre, les recommandations suivantes sont faites :

- À partir de la relation directe entre le DDP et l'augmentation de la viscosité cinématique de l'huile NE au cours du vieillissement qui a été observée, de futures études sur un nombre considérable d'échantillons d'huile NE provenant de différents manufacturiers devront permettre d'établir des critères de la qualité de l'huile basés sur sa viscosité cinématique.
- Les résultats ont montré que le point chaud se déplace du haut vers le bas en fonction du vieillissement et du type de convection. Pour formaliser ce résultat et en faire une recommandation dans le cadre de l'amélioration des normes existantes ou de la création de nouvelles normes, des campagnes de mesures sont nécessaires. Ces mesures devront se faire sur les nouveaux transformateurs à mettre en service et sur des transformateurs déjà en service (durant les périodes de grands entretiens).
- Le modèle numérique a été validé par des résultats issus de la littérature. Pour de futures recherches, la réalisation d'un prototype de transformateur de puissance en laboratoire est recommandée. Ce prototype sera modélisé numériquement et des mesures directes de la température et de la vitesse seront faites sur celui-ci. Ces mesures seront par la suite utilisées pour améliorer le modèle numérique.

- Des études spécifiques pourront être conduites afin de mettre en évidence le phénomène de la gélation des huiles esters comparativement à la formation de la boue dans les huiles minérales. Ces études devront se faire en exposant les huiles esters entièrement ou en partie à l'oxygène.

ANNEXES

Annexes A1: Analyse de la précision des mesures expérimentales

Tableau A1.1: Valeurs du Cv pour les mesures de turbidité des huiles MO, NE et SE.

D _{va} (heures)	0	250	500	750	1000	1250	1500	2000	2500
MO C _V (%)	1,2	1,3	0,8	1,5	0,9	1,1	1,2	0,4	1,7
NE C _V (%)	1,3	1,4	0,8	0,9	1,2	0,6	0,3	1,5	0,3
SE C _V (%)	1,9	0,6	0,6	0,3	0,5	0,5	1,4	0,6	0,3

Tableau A1.2: Valeurs du Cv pour les mesures du DDP des huiles MO, NE et SE.

D _{va} (heures)	0	250	500	750	1000	1250	1500	2000	2500
MO C _V (%)	2,3	0,1	0,0	0,0	0,1	0,3	0,2	0,1	0,0
NE C _V (%)	0,4	0,7	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,0
SE C _V (%)	2,8	0,2	0,5	3,6	1,6	0,1	0,9	1,4	0,1

Tableau A1.3: Valeurs du Cv pour les mesures de l'IFT des huiles MO, NE et SE.

D _{va} (heures)	0	250	500	750	1000	1250	1500	2000	2500
MO C _V (%)	0,6	1,0	0,8	1,1	0,9	0,4	0,6	2,1	1,1
NE C _V (%)	0,9	1,4	0,9	0,5	0,5	1,4	0,5	1,1	0,5
SE C _V (%)	0,5	0,9	1,5	0,6	1,3	1,5	0,4	0,4	1,5

Tableau A1.4: Valeurs du Cv pour les mesures de la viscosité dynamique des huiles MO, NE et SE.

D _{va} (heures)	0	250	500	750	1000	1250	1500	2000	2500
MO C _V (%)	0,1	0,6	0,5	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,4
NE C _V (%)	0,4	0,7	0,4	0,7	1,2	0,8	0,2	0,1	0,2
SE C _V (%)	0,4	0,2	0,3	0,3	0,3	0,7	0,8	0,4	0,5

Tableau A1.5: Valeurs du Cv pour les mesures de la masse volumique des huiles MO, NE et SE.

D _{va} (heures)	0	250	500	750	1000	1250	1500	2000	2500
MO C _V (%)/(10 ⁻²)	3	3	4	4	4	5	1	2	4
NE C _V (%)/(10 ⁻²)	4	3	3	4	2	3	2	4	3
SE C _V (%)/(10 ⁻²)	4	4	3	4	3	2	4	2	3

Tableau A1.6: Valeurs du Cv pour les mesures de la chaleur spécifique des huiles MO, NE et SE.

D _{va} (heures)	0	250	500	750	1000	1250	1500	2000	2500
MO C _V (%)	0,13	0,24	0,13	0,10	0,10	0,01	0,01	0,11	0,30
NE C _V (%)	0,60	0,33	0,50	0,03	0,05	0,30	0,10	0,10	0,70
SE C _V (%)	0,51	0,10	0,24	0,02	0,05	0,02	0,24	0,03	0,12

Tableau A1.7: Valeurs du Cv pour les mesures de la conductivité thermique des huiles MO, NE et SE.

D _{va} (heures)	0	250	500	750	1000	1250	1500	2000	2500
MO C _V (%)	0,10	0,03	0,16	0,00	0,02	0,01	0,02	0,02	0,23
NE C _V (%)	0,70	0,48	0,50	0,04	0,17	0,30	0,11	0,04	0,63
SE C _V (%)	0,40	0,83	0,20	0,04	0,03	0,00	0,21	0,10	0,11

Annexes A2 : Analyse de la fiabilité des équations empiriques des paramètres thermofluidiques des huiles par calcul des erreurs relatives.

Tableau A2.1 : Analyse de la fiabilité des équations empiriques de la viscosité dynamique pour l'huile MO (Erreurs relatives).

T(°C)	Erreur_0h(%)	Erreur_500h(%)	Erreur_1500h(%)	Erreur_2500h(%)
20	0,00	0,20	-0,10	0,00
40	0,00	0,14	0,00	-0,12
60	-0,50	-0,24	-0,22	0,60
80	2,30	2,66	1,03	-0,55
100	-4,10	-3,59	-2,31	-1,75
120	3,10	3,01	2,60	3,15
140	-1,00	-0,97	-0,80	-1,56

Tableau A2.2 : Analyse de la fiabilité des équations empiriques de la viscosité dynamique pour l'huile NE (Erreurs relatives).

T(°C)	Erreur_0h(%)	Erreur_500h(%)	Erreur_1500h(%)	Erreur_2500h(%)
20	0,00	-0,10	-0,01	-0,01
40	-0,10	0,10	0,10	0,10
60	-0,30	-0,76	-0,79	-0,74
80	0,40	0,00	0,97	0,00
100	2,40	2,96	2,28	4,41
120	-3,60	-4,30	-4,41	-5,79
140	2,00	1,80	2,10	2,29

Tableau A2.3 : Analyse de la fiabilité des équations empiriques de la viscosité dynamique pour l'huile SE (Erreurs relatives).

T(°C)	Erreur_0h(%)	Erreur_500h(%)	Erreur_1500h(%)	Erreur_2500h(%)
20	-0,03	0,00	0,00	-0,01
40	-0,07	0,00	0,10	0,00
60	0,22	-0,10	-0,41	-0,01
80	-1,26	0,00	1,73	0,12
100	1,48	0,00	-1,81	0,00
120	-0,62	0,00	-1,00	-0,78
140	-0,43	0,00	1,91	0,34

Tableau A2.4 : Analyse de la fiabilité des équations empiriques de la masse volumique pour l'huile MO (Erreurs relatives).

T(°C)	Erreur_0h(%)	Erreur_500h(%)	Erreur_1500h(%)	Erreur_2500h(%)
20	0,12	0,18	0,12	0,12
40	-0,11	-0,23	-0,12	-0,12
60	-0,12	-0,04	-0,09	-0,01
80	0,06	0,10	0,03	-0,09
100	0,07	-0,02	0,13	0,04
120	-0,06	-0,05	-0,07	0,05
140	0,03	0,06	0,01	0,00

Tableau A2.5 : Analyse de la fiabilité des équations empiriques de la masse volumique pour l'huile NE (Erreurs relatives).

T(°C)	Erreur_0h(%)	Erreur_500h(%)	Erreur_1500h(%)	Erreur_2500h(%)
20	-0,02	0,13	0,08	0,04
40	0,01	-0,05	0,03	0,00
60	-0,02	-0,16	-0,03	0,00
80	0,14	0,08	-0,08	-0,05
100	-0,17	-0,11	-0,20	-0,10
120	0,09	0,11	0,10	0,05
140	-0,02	0,01	0,10	0,04

Tableau A2.6 : Analyse de la fiabilité des équations empiriques de la masse volumique pour l'huile SE (Erreurs relatives).

T(°C)	Erreur_0h(%)	Erreur_500h(%)	Erreur_1500h(%)	Erreur_2500h(%)
20	0,12	0,04	-0,02	-0,07
40	0,05	0,16	0,06	0,08
60	-0,06	-0,08	0,14	0,11
80	-0,07	-0,05	-0,03	0,08
100	-0,27	-0,28	-0,32	-0,32
120	0,00	0,00	-0,03	-0,07
140	0,23	0,22	0,20	0,18

Tableau A2.7 : Analyse de la fiabilité de l'équation empirique de la conductivité thermique de l'huile MO neuve (Erreurs relatives).

T(°C)	Erreur (%)
20	0,00
40	3,13
60	2,36
80	2,40
100	3,28
120	5,08
140	5,17

Tableau A2.8 : Analyse de la fiabilité de l'équation empirique de la conductivité thermique de l'huile NE neuve (Erreurs relatives).

T(°C)	Erreur (%)
20	-1,20
40	0,63
60	0,64
80	0,00
100	0,00
120	-0,68
140	-1,40

Tableau A2.9 : Analyse de la fiabilité de l'équation empirique de la conductivité thermique de l'huile SE neuve (Erreurs relatives).

T(°C)	Erreur (%)
20	0,00
40	0,00
60	-0,68
80	0,00
100	-1,42
120	0,00
140	-1,49

Tableau A2.10 : Analyse de la fiabilité de l'équation empirique de la chaleur spécifique de l'huile MO neuve (Erreurs relatives).

T(°C)	Erreur (%)
20	1,06
40	-1,85
60	0,21
80	0,55
100	0,27
120	0,10
140	-0,29

Tableau A2.11 : Analyse de la fiabilité de l'équation empirique de la chaleur spécifique de l'huile NE neuve (Erreurs relatives).

T(°C)	Erreur (%)
20	2,22
40	-0,89
60	-1,53
80	-0,69
100	0,05
120	0,19
140	0,77

Tableau A2.12 : Analyse de la fiabilité de l'équation empirique de la chaleur spécifique de l'huile SE neuve (Erreurs relatives).

T(°C)	Erreur (%)
20	1,30
40	0,16
60	-1,39
80	-0,78
100	0,12
120	-0,31
140	0,96

PUBLICATIONS SCIENTIFIQUES

✓ Articles de comptes rendus de Conférences arbitrées

M. I. Farinas, **K. S. Kassi**, I. Fofana, C. Volat, " **Computational Fluid Dynamics (CFD) Analysis of Power Transformers Cooling**" 24th Annual Conference of the CFD Society of Canada, Kelowna, BC, Canada, 26-29 June 2016.

K. S. Kassi, C. Volat, M. I. Farinas, I. Fofana, " **Studying Power Transformers Cooling Effectiveness from Computational Fluid Dynamics approach**" IEEE, Electrical Insulation Conference-(EIC 2016), Montréal, Canada 19-22 Juin 2016.

K. S. Kassi, I. Fofana, C. Volat, M. I. Farinas " **Aging effect on oil cooling capacity of power transformers with non-guided disc windings** " Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena - (CEIDP 2015) Sheraton, Boardwalk, Ann Arbor, MI, USA 18 Oct - 21 Oct 2015.

K. S. Kassi, I. Fofana, C. Volat, M. I. Farinas " **Impact of oils degradation on the cooling capacity of power transformers** " 19th International Symposium on High Voltage Engineering, Pilsen, Czech Republic, August, 23 – 28, 2015.

K. S. Kassi, I. Fofana, C. Volat, M. I. Farinas, and F. Meghnefi " **Impact du vieillissement des huiles minérales des transformateurs de puissance sur leur capacité de refroidissement**", XIIème Colloque Interuniversitaire Franco-Québécois sur la Thermique des Systèmes, Université de Sherbrooke, Québec (Canada), 8-10 Juin 2015.

✓ Journal avec comité de lecture

K. S. Kassi, M. I. Farinas, I. Fofana, and C. Volat, " **Analysis of Aged Oil on the Cooling of Power Transformers from Computational Fluid Dynamics and Experimental Measurements**" Journal of Applied Fluid Mechanics (JAFM), Vol. 9, Special Issue 2, pp. 235-243, 2016, available online at www.jafmonline.net, ISSN 1735-3645, EISSN 1735-3645.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] W. H. Bartley. (2003). *Analysis of Transformer Failures*, . Available: <http://www.bplglobal.net/eng/knowledge-center/download.aspx?id=191>
- [2] G. J. Pukel, R. Schwarz, F. Schatzl, F. Baumann, and A. Gerst, "Environmental friendly insulating liquids-a challenge for power transformers," in *CIGRE, 6th Southern Africa Regional Conference*, South Africa, 2009.
- [3] Areva, *Network Protection & Automation Guide (NPAG)*, first ed. july 2002.
- [4] D. Martin, J. Wijaya, N. Lelekakis, D. Susa, and N. Heyward, "Thermal analysis of two transformers filled with different oils," *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 30, no. 1, pp. 39-45, 2014.
- [5] Power transformers--Part 7, "Loading guide for oil-immersed power transformers," *IEC 60076-7* 2005.
- [6] Cigre Working Group A2-35, "Experiences in service with new insulating liquids," in *Brochure 436, October 2010*.
- [7] R. Girgis, M. Bernesjo, and G. K. Frimpong, "Detailed performance of a 50 MVA transformer filled with a natural ester fluid versus mineral oil," *Paper A2-107, CIGRE Conference, Paris. , 2010*.
- [8] Siemens AG Energy Sector, "Transforming future trends into innovations: Siemens Alternative Insulating Liquid Transformers," 2014.
- [9] Transformers Magazine. (2015, 27 December). *Siemens to deliver 14 green transformers for Glen Canyon plant*. Available: <http://www.transformers-magazine.com/component/k2/item/2615-siemens-to-deliver-14-green-transformers-for-glen-canyon-plant-power.html>
- [10] Dave Hart GE Specification Engineer. *Dielectric fluids for transformer cooling history and types* Available: <http://apps.geindustrial.com/publibrary/checkout/Dielectric?TNR=White%20Papers|Dielectric|generic>
- [11] C. P. McShane, J. Corkran, K. Rapp, and J. Luksich, "Natural ester dielectric fluid development update," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009, pp. 1-6.
- [12] I. Fernández *et al.*, "Thermal degradation assessment of Kraft paper in power transformers insulated with natural esters," *Applied Thermal Engineering*, vol. 104, pp. 129-138, 2016.
- [13] Mrs Selma Khalid Elhaj Awadallah, "Probabilistic Methodology for Prioritising Replacement of Ageing Power Transformers Based on Reliability Assessment of Transmission System," Doctor of Philosophy, Faculty of Engineering and Physical Sciences, University of Manchester, School of Electrical and Electronic Engineering, 2014.
- [14] J. Carcedo *et al.*, "Post-mortem estimation of temperature distribution on a power transformer: Physicochemical and mechanical approaches," *Applied Thermal Engineering*, vol. 70, no. 1, pp. 935-943, 9/5/ 2014.
- [15] F. Delgado, A. Ortiz, I. Fernandez, A. Arroyo, and J. A. Macias, "Study on the cooling capacity of alternative liquids in power transformers," in *Electrical Systems for Aircraft, Railway and Ship Propulsion (ESARS), 2012*, 2012, pp. 1-6.
- [16] I. Fernández, A. Ortiz, F. Delgado, C. Renedo, and S. Pérez, "Comparative evaluation of alternative fluids for power transformers," *Electric Power Systems Research*, vol. 98, no. 0, pp. 58-69, 5// 2013.

- [17] F. Delgado, I. Fernandez, D. Urquiza, B. Mumykmaz, and A. Unsal, "Fluid-thermal analysis of the cooling capacity of a commercial natural ester in a power transformer," in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'13)*, Bilbao (Spain), 20th to 22th March, 2013, vol. 11.
- [18] T. Oommen, C. Claiborne, E. Walsh, and J. Baker, "A new vegetable oil based transformer fluid: development and verification," in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2000 Annual Report Conference on*, 2000, vol. 1, pp. 308-312: IEEE.
- [19] T. Oommen, "Vegetable oils for liquid-filled transformers," *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 18, no. 1, pp. 6-11, 2002.
- [20] C. C. Claiborne and T. V. Oommen, "Electrical transformers containing electrical insulation fluids comprising high oleic acid oil compositions," ed: Google Patents, 1999.
- [21] T. Oommen, C. Claiborne, and J. Mullen, "Biodegradable electrical insulation fluids," in *Electrical Insulation Conference, 1997, and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference. Proceedings*, 1997, pp. 465-468: IEEE.
- [22] R. Asano and S. A. Page, "Reducing Environmental Impact and Improving Safety and Performance of Power Transformers With Natural Ester Dielectric Insulating Fluids," 2014.
- [23] A. J. P. Sanchez, C. M. U. Hernandez, S. F. C. Mendez, J. R. V. Rios, J. E. C. de Leon, and D. A. G. Zubiaga, "Vegetable oil of high dielectric purity, method for obtaining same and use in an electrical device," ed: Google Patents, 2014.
- [24] S. Chandrasekar and G. C. Montanari, "Analysis of partial discharge characteristics of natural esters as dielectric fluid for electric power apparatus applications," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 21, no. 3, pp. 1251-1259, 2014.
- [25] M. Khan, A. Goffar, M. Hossain, and M. Arosh, "Experimental study of breakdown voltage for different types of vegetable oils available in Bangladesh," in *Electrical Information and Communication Technology (EICT), 2013 International Conference on*, 2014, pp. 1-4: IEEE.
- [26] Y. Jing *et al.*, "Dielectric properties of natural ester, synthetic ester midel 7131 and mineral oil diala D," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 21, no. 2, pp. 644-652, 2014.
- [27] M. Svoboda and P. Trnka, "Alternative electrical insulating fluids in power transformers," in *Electric Power Engineering (EPE), Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on*, 2014, pp. 399-402: IEEE.
- [28] J. Carcedo, I. Fern??ndez, A. Ortiz, F. Delgado, C. J. Renedo, and C. Pesquera, "Aging assessment of dielectric vegetable oils," *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 31, no. 6, pp. 13-21, 2015.
- [29] K. M. K. S. Bandara, "Condition Monitoring of Biodegradable Oil Filled Transformer
" PhD Thesis School of Information Technology and Electrical Engineering, University of Queensland, 2016.
- [30] C. Xiang, Q. Zhou, J. Li, Q. Huang, H. Song, and Z. Zhang, "Comparison of Dissolved Gases in Mineral and Vegetable Insulating Oils under Typical Electrical and Thermal Faults," *Energies*, vol. 9, no. 5, p. 312, 2016.
- [31] IEC 60076-1, "Transformateurs de puissance Partie 1: Généralités," ed, 2011-04.

- [32] K. S. KASSI, "Étude de l'isolation hybride en vue de son application dans les transformateurs de puissance," Mémoire de Maîtrise UQAC (Université du Québec à Chicoutimi), Décembre 2013.
- [33] Keith Ellis, "Bushings for Power Transformers: A Handbook for Power Engineers," *Author House 1663 Liberty Drive Bloomington 1N47403*, 2011.
- [34] J. S. N'CHO, "*Développement de nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance*," Ecole Centrale de Lyon, 2011.
- [35] J. Sabau, "Determination of solid suspensions in electrical insulating oils by turbidimetry," in *SAIT/CEA Technology Symposium, Calgary (Alberta)*, 1998, pp. 11-12.
- [36] N. BERGER. Liquides isolants en électrotechnique. *Techniques de l'ingénieur_ D2470*. 20 pages.
- [37] H. Boris, E. Gockenbach, and B. Dolata, "Ester fluids as alternative for mineral based transformer oil," in *Dielectric Liquids, 2008. ICDL 2008. IEEE International Conference on*, 2008, pp. 1-4.
- [38] IEC 60296 ed4.0, "Fluids for electrotechnical applications - Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear," *Technical Committee 10 - Fluids for electrotechnical applications*, 2012-02-20.
- [39] *Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus*, 2005.
- [40] IEC 60422, "Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance," *Technical Committee 10, Fluids for electrotechnical applications* 2013.
- [41] C. Perrier, A. Beroual, and J.-L. L. Bessède, "Improvement of power transformers by using mixtures of mineral oil with synthetic esters," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 13, no. 3, pp. 556-564, 2006.
- [42] I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi, and E. Gockenbach, "Challenge for a Mixed Insulating Liquids for using in High Voltage Transformers - Part 1 : The Dielectric Behavior of the Mixed Liquids," in *IEEE Electrical Insulation Magazine* May/June 2002, vol. 18, no. 3, pp. 18-31.
- [43] IEC 61099, "Insulating liquids - Specifications for unused synthetic organic esters for electrical purposes," 2010.
- [44] IEC 61203, "Synthetic organic esters for electrical purposes - Guide for maintenance of transformer esters in equipment," 1992.
- [45] VA TECH EBG Brochure "The first Midel 7131 insulated 238kV Power Transformer," 2004.
- [46] IEEE Guide C57.147, "IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers," 2008.
- [47] *Electrical Insulating Liquids and Gases; Electrical Protective Equipment*.
- [48] Nynas Nytro 10GBN Product Data Sheet.
- [49] M&I Materials MIDE[®] 7131 TDS 2 Product Overview.
- [50] ETV Report Cooper Power Systems Envirotemp FR3 Vegetable Oil Based Insulating Dielectric Fluid California EPA.
- [51] ABB Inc-BIOTEMP Product Brochure Typical Properties of Dielectric Fluids 2009.
- [52] IEC 60695-11-10:1999, "Essais relatifs aux risques du feu-Partie 11-10: Flammes d'essai-Méthodes d'essai horizontale et verticale à la flamme de 50 W," 1999.
- [53] IEC TR 62036:2007, "Mineral insulating oils - Oxidation stability test method based on differential scanning calorimetry (DSC)," 2007.

- [54] ASTM D2112-15, "Standard Test Method for Oxidation Stability of Inhibited Mineral Insulating Oil by Pressure Vessel," *ASTM International, West Conshohocken, PA, 2015*, www.astm.org.
- [55] ASTM D2440-13, "Standard Test Method for Oxidation Stability of Mineral Insulating Oil," *ASTM International, West Conshohocken, PA, 2013*, www.astm.org.
- [56] B. Ward, "Application of Filtration System for On-Line Oil Reclamation, Degassing, and Dehydration," *EPRI Report 1002046*, 2003.
- [57] V. Prabhashankar and D. J. Badkas, "Mechanism of Oxidation of Transformers Oils," *J. Inst. of Petr. (GB)*, 47, N°450, p. 210, June 1961.
- [58] H. M. Wilhelm, L. Tulio, R. Jasinski, and G. Almeida, "Aging markers for in-service natural ester-based insulating fluids," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 18, no. 3, pp. 714-719, 2011.
- [59] N. Fox and G. Stachowiak, "Vegetable oil-based lubricants—a review of oxidation," *Tribology international*, vol. 40, no. 7, pp. 1035-1046, 2007.
- [60] V. Bakunin and O. Parenago, "A mechanism of thermo - oxidative degradation of polyol ester lubricants," *Journal of Synthetic Lubrication*, vol. 9, no. 2, pp. 127-143, 1992.
- [61] ASTM D6871-03, "Standard Specification for Natural (Vegetable Oil) Ester fluids Used in electrical apparatus," 2008.
- [62] I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsil, and E. Gockenbach, "Retrofilling conditions of high voltage transformers," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 17, no. 2, pp. 17-30, 2001.
- [63] Yunus BiÇEN, Yusuf ÇILLİYÜZ, Faruk ARAS, and Guzide AYDUGAN, "An Assessment on Aging Model of IEEE/IEC Standards for Natural and Mineral Oil-Immersed Transformer," *IEEE International Conference on Dielectric Liquids*, 2011.
- [64] K. J. Rapp, C. P. McShane, and J. Luksich, "Interaction mechanisms of natural ester dielectric fluid and Kraft paper," in *IEEE International Conference on Dielectric Liquids, 2005. ICDL 2005.*, 2005, pp. 393-396.
- [65] R. Girgis, M. Bernesjo, and G. Frimpong, "Detailed Performance of a 50 MVA Transformer filled with a Natural Ester Fluid versus Mineral Oil," *Cigré General Session, Paper A2-107, Paris, France*, 2010.
- [66] E. Rahimpour, M. Barati, and M. Schäfer, "An investigation of parameters affecting the temperature rise in windings with zigzag cooling flow path," *Applied Thermal Engineering*, vol. 27, no. 11–12, pp. 1923-1930, 2007.
- [67] WEI WU, "CFD calibrated thermal network modelling for oil-cooled power transformers," PhD Thesis, University of Manchester-School of Electrical and Electronic Engineering, 2011.
- [68] I. Fofana, "Notes de Cours Electrotechnique 1," *UQAC(Université du Québec à Chicoutimi)*, 2016.
- [69] K. Karsai, D. Kere'ny, and L. Kiss, "Large Power Transformers," *Science Publishing Company, Amsterdam, Oxford, New York, Tokyo, Elsevier*, 1987.
- [70] Issouf Fofana, "Notes de Cours Isolants en Electrotechnique," *UQAC (Université du Québec à Chicoutimi)*, Hiver 2012.
- [71] Kulkarni Shrikrishna V and S. A. Khaparde, "Transformer engineering: design and practice," Vol. 25. *CRC Press*, , 2004.
- [72] *Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*.

- [73] *IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Insulation Systems for Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers*, 27 January 2012.
- [74] IEEE C57.12.00-2015, "Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers," *IEEE Power and Energy Society*, 2015.
- [75] Yuhe Jiao, "CFD Study On The Thermal Performance of Transformer Disc Windings Without Oil Guides," Master of Science, EGI-2012-089MSC EKV915 Division of ETT SE-100 44 STOCKHOLM, KTH School of Industrial Engineering and Management Energy Technology, 2012.
- [76] Working group A2.24, "Thermal Performance of Transformers," *Brochure 393, CIGRE*, 2009.
- [77] Power Transformers-Part 2:, "Temperature Rise
" *IEC Standard 60076-2*, 1997.
- [78] Power Transformers—Part 7:, "Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers," *IEC 60076-7*, 2005.
- [79] F. Torriano, P. Picher, and M. Chaaban, "Numerical investigation of 3D flow and thermal effects in a disc-type transformer winding," *Applied Thermal Engineering*, vol. 40, no. 0, pp. 121-131, 2012.
- [80] A. J. Oliver, "Estimation of transformer winding temperatures and coolant flows using a general network method," *IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 127, no. 6, pp. 395-405, 1980.
- [81] R. Sarunac, "Numerical calculation of the winding temperatures and coolant flows in power transformer with ODAF type of cooling," in *Proceeding of Sixth International Conference on Numerical Methods in Thermal Problem*, Swansea, UK, 1989, pp. 1644-1654.
- [82] CIGRE A2.38, "Brochure 659: Transformer Thermal Modelling," 2016.
- [83] A. Skillen, A. Revell, H. Iacovides, and W. Wu, "Numerical prediction of local hot-spot phenomena in transformer windings," *Applied Thermal Engineering*, vol. 36, no. 0, pp. 96-105, 4// 2012.
- [84] E. J. Kranenborg, C. O. Olsson, B. R. Samuelsson, L-Å. Lundin, and R. M. Missing, "Numerical study on mixed convection and thermal streaking in power transformer windings," in *5th European Thermal-Sciences Conference, The Netherlands, sweden*, 2008.
- [85] F. Torriano, M. Chaaban, and P. Picher, "Numerical study of parameters affecting the temperature distribution in a disc-type transformer winding," *Applied Thermal Engineering*, vol. 30, no. 14–15, pp. 2034-2044, 2010.
- [86] G. Pukel *et al.*, "Power transformers with environmentally friendly and low flammability ester liquids," *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, pp. 1-6, 2012.
- [87] J. HAJEK *et al.*, "Considerations for the Design, Manufacture, and Retro-filling of Power Transformers with High Fire Point, Biodegradable Ester Fluids," in *CIGRE*, Paris 2013, p. A2_203.
- [88] T.-W. Park and S. H. Han, "Numerical analysis of local hot-spot temperatures in transformer windings by using alternative dielectric fluids," *Electrical Engineering*, journal article vol. 97, no. 4, pp. 261-268, 2015.
- [89] R. Lecuna, F. Delgado, A. Ortiz, P. B. Castro, I. Fernandez, and C. J. Renedo, "Thermal-fluid characterization of alternative liquids of power transformers: A numerical

- approach," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 22, no. 5, pp. 2522-2529, 2015.
- [90] I. Fofana, "Notes de Cours Isoalnts électriques liquides et solides en Electrotechnique 6MDI 855," *UQAC(Université du Québec à Chicoutimi)*, 2012.
 - [91] M. Kharboutly, "Modelling, realization and control a dielectrophoresis-based micromanipulation system," Université de Franche-Comté, 2011.
 - [92] S. Salomon, "Manipulation de microparticules exploitant la force de diélectrophorèse : applications dédiées au tri d'espèces biologiques et à l'assemblage de nano objets," Université Paul Sabatier - Toulouse III, 2011.
 - [93] K. S. Kassi, M. I. Farinas, I. Fofana, and C. Volat, "Analysis of Aged Oil on the Cooling of Power Transformers from Computational Fluid Dynamics and Experimental Measurements," *Journal of Applied Fluid Mechanics*, Article vol. 9, pp. 235-243, 2016.
 - [94] I. Fofana, A. Bouaïcha, and M. Farzaneh, "Characterization of aging transformer oil–pressboard insulation using some modern diagnostic techniques," in *European Transactions on Electrical Power*, January 2011 vol. 21, no. 1, pp. 1110–1127.
 - [95] *Standard Test Method for Oxidative Aging of Electrical Insulating Petroleum Oils by Open-Beaker Method*.
 - [96] Yamato. *Instruction manual for mechanical convection ovens*. Available: <http://www.nist.gov/ncnr/upload/Yamato-dkn400600810900.pdf>
 - [97] HACH, "Turbidimètre de laboratoire Modèle 2100AN, Mode d'emploi pour utilisation avec le logiciel."
 - [98] *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 1995.
 - [99] *Section ten-Electrical insulation and Electronics*, 2008.
 - [100] F. Rouessac, A. Rouessac, D. Cruché, C. Duverger-Arfulso, and A. Martel, "Analyse chimique méthodes et techniques instrumentales," 7e édition ed: Sciences SUP, Dunod, 2009.
 - [101] ASTM D445, " Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)," Vol. 05.01 (2010).
 - [102] ASTM D 1298-12b, "Standard Test for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products " *Subcommittee: D02.02, Book of Standards Volume: 05.01*, 2012.
 - [103] C-Therm Technologies, "C-Therm TCi Operator Manual," 2015.
 - [104] ASTM D7984-16, "Standard Test Method for Measurement of Thermal Effusivity of Fabrics Using a Modified Transient Plane Source (MTPS) Instrument," *Subcommittee: D13.51, Book of Standards Volume: 07.02*, 2016.
 - [105] I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh, and J. Sabau, "Ageing Behaviour of Mineral Oil and Ester Liquids: a Comparative Study," in *2008 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, 2008, pp. 87-90.
 - [106] I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh, J. Sabau, D. Bussières, and E. B. Robertson, "Decay products in the liquid insulation of power transformers," *IET Electric Power Applications*, vol. 4, no. 3, pp. 177-184, 2010.
 - [107] *Electrical Insulating Liquids and Gases; Electrical Protective Equipment*.
 - [108] ASTM D2668-07(2013), "Standard Test Method for 2,6-di-tert-Butyl- p-Cresol and 2,6-di-tert-Butyl Phenol in Electrical Insulating Oil by Infrared Absorption, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2013, www.astm.org."

- [109] J. N'cho, I. Fofana, Y. Hadjadj, and A. Beroual, "Review of Physicochemical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers," *Energies*, vol. 9, no. 5, p. 367, 2016.
- [110] I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh, J. Sabau, D. Bussi res, and E. B. Robertson, "Decay products in the liquid insulation of power transformers," *IET Electric Power Applications*, vol. 4, no. 3, pp. 177-184 Available: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-epa.2009.0181>
- [111] I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh, and J. Sabau, "Ageing Behaviour of Mineral Oil and Ester Liquids: a Comparative Study," in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2008. CEIDP 2008. Annual Report Conference on*, 2008, pp. 87-90.
- [112] I. Fofana, J. Sabau, D. Bussieres, and E. B. Robertson, "The mechanism of gassing in power transformers," in *Dielectric Liquids, 2008. ICDL 2008. IEEE International Conference on*, 2008, pp. 1-4.
- [113] I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh, J. Sabau, D. Bussieres, and E. B. Robertson, "Decay products in the liquid insulation of power transformers," *Electric Power Applications, IET*, vol. 4, no. 3, pp. 177-184, 2010.
- [114] N. J. Fox and G. W. Stachowiak, "Vegetable oil-based lubricants—A review of oxidation," *Tribology International*, vol. 40, no. 7, pp. 1035-1046, 2007/07/01/ 2007.
- [115] A. Raymon, P. S. Pakianathan, M. P. E. Rajamani, and R. Karthik, "Enhancing the critical characteristics of natural esters with antioxidants for power transformer applications," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 20, no. 3, pp. 899-912, 2013.
- [116] S. S. Kumar, M. W. Iruthayarajan, M. Bakruthen, and S. G. Kannan, "Effect of antioxidants on critical properties of natural esters for liquid insulations," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 23, no. 4, pp. 2068-2078, 2016.
- [117] S. A. Ghani, N. A. Muhamad, Z. A. Noorden, H. Zainuddin, and A. A. Ahmad, "Multi-response optimization of the properties of natural ester oil with mixed antioxidants using taguchi-based methodology," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 24, no. 3, pp. 1674-1684, 2017.
- [118] IEC 61099:2010, "Insulating liquids - Specifications for unused synthetic organic esters for electrical purposes," *TC 10 - Fluids for electrotechnical applications*, 2010.
- [119] P. Picher, F. Torriano, M. Chaaban, S. Gravel, C. Rajotte, and B. Girard, "Optimization of transformer overload using advanced thermal modelling," presented at the CIGRE Conference, A2-305, Paris, France, 2010,
- [120] J. Gastelurrutia, J. C. Ramos, G. S. Larraona, A. Rivas, J. Izagirre, and L. Del Río, "Numerical modelling of natural convection of oil inside distribution transformers," *Applied thermal engineering*, vol. 31, no. 4, pp. 493-505, 2011.
- [121] J. Zhang, X. Li, and M. Vance, "Experiments and modeling of heat transfer in oil transformer winding with zigzag cooling ducts," *Applied Thermal Engineering*, vol. 28, pp. 36-48, 2008.
- [122] J.-M. Mufuta, "Comparison of experimental values and numerical simulation on a set-up simulating the cross-section of a disc-type transformer," *International Journal of Thermal Sciences*, vol. 38, no. 5, pp. 424-435, 5// 1999.
- [123] N. El Wakil, N. C. Chereches, and J. Padet, "Numerical study of heat transfer and fluid flow in a power transformer," *International Journal of Thermal Sciences*, vol. 45, no. 6, pp. 615-626, 6// 2006.

- [124] Liqiu Wang, *Advances in Transport Phenomena*. Cham Heidelberg New York Dordrecht London: Springer, 2011, p. 176.
- [125] Henning Struchtrup, *Thermodynamics and Energy Conversion*. Heidelberg New York Dordrecht London: Springer, 2014.
- [126] Y. Biçen, Y. Çilliyüz, F. Aras, and G. Aydugan, "An assessment on aging model of IEEE/IEC standards for natural and mineral oil-immersed transformer," in *Dielectric Liquids (ICDL), 2011 IEEE International Conference on*, 2011, pp. 1-4: IEEE.